

20 лет Росэнергоатом

ВОСЬМАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

РОСАТОМ

МНТК-2012

«Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики»

ПЛЕНАРНЫЕ И СЕКЦИОННЫЕ ДОКЛАДЫ

Москва, 23–25 мая 2012 г.



Открытое акционерное общество
«Российский концерн по производству электрической
и тепловой энергии на атомных станциях»

**Восьмая международная
научно-техническая конференция**

«БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭКОНОМИКА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ»

ПЛЕНАРНЫЕ И СЕКЦИОННЫЕ ДОКЛАДЫ

Москва, 23–25 мая 2012 г.

В период с 23 по 25 мая 2012 года в Москве проведена Восьмая Международная научно-техническая конференция ОАО «Концерн Росэнергоатом» на тему «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» (МНТК-2012, www.mntk.rosenergoatom.ru).

Конференция посвящена рассмотрению наиболее актуальных задач, связанных с обеспечением и повышением безопасности при эксплуатации энергоблоков АЭС, увеличении КИУМ, продлении сроков службы и выводе из эксплуатации энергоблоков АЭС, развитию и повышению экономической эффективности атомной энергетики.

Всего на конференции работали 5 секций по 15 тематическим направлениям. В конференции приняли участие 750 представителей атомных станций, центрального аппарата ОАО «Концерн Росэнергоатом», Госкорпорации «Росатом», ведущих проектных и научных организаций России, включая 75 делегатов из 15 стран дальнего и ближнего зарубежья.

Была организована работа выставки, на которой были представлены экспонаты и стенды 32 организаций и предприятий отрасли.

На компакт-диске представлены электронная версия сборника и презентации всех выступлений на пленарном заседании.

Материалы сборника трудов конференции представлены в авторской редакции

ISBN 978-5-88777-030-7

© ОАО «Концерн Росэнергоатом», 2012

Содержание

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

Часть 1. Пленарные доклады (презентации)

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ». ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ. *Асмолов В.Г., ОАО «Концерн Росэнергоатом»* 15

О СТРАТЕГИИ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ДО 2050 ГОДА. *Сидоренко В.А.* 29

ЯДЕРНОЕ ТОПЛИВО ДЛЯ АЭС: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ. *Молчанов В.Л., ОАО «ТВЭЛ» совместно с ОАО «ВНИИНМ»* 35

НЕДАВНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ В ПРОГРАММАХ И СТРУКТУРЕ ВАО АЭС ПОСЛЕ АВАРИИ НА АЭС «ФУКУСИМА». *Стрикер Л., ВАО АЭС* 41

ПЛАН ДЕЙСТВИЙ МАГАТЭ ПО ЯДЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ЧАСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ: ОРГАНИЗАЦИЯ РЕАЛИЗАЦИИ И ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ. *Липар М., МАГАТЭ* 44

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОПЫТА, ПОЛУЧЕННОГО ПОСЛЕ АВАРИИ НА АЭС «ФУКУСИМА-ДАЙИЧИ», ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС ВО ВСЕМ МИРЕ. *Д-р Тадаши Нарабаяси (Tadashi NARABAYASHI)* 50

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ РОССИЙСКИХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ К ЭКСТРЕМАЛЬНЫМ ВНЕШНИМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ ПО УРОКАМ АВАРИИ НА АЭС «ФУКУСИМА-ДАЙИЧИ». *Шутиков А.В.* 60

УЧЕТ ОПЫТА ФУКУСИМСКОЙ АВАРИИ В ЭДФ. *Дебес М., ЭДФ* 69

БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОНОМИКА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ (ПОСЛЕ АВАРИИ НА АЭС «ФУКУСИМА»). *Билей Д.В., НАЭК «Энергоатом», Украина* 76

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК ВВЭР. *Беркович В.Я., ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»* 84

ГРАФИТ И РЕСУРС РБМК-1000. *Штромбах Я.И., Чугунов О.К.* 93

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ И ВНЕДРЕНИЯ ЗАМКНУТОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА. *Сараев О.М., ОАО «Концерн Росэнергоатом»* 102

ИТОГИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС С РБМК В 2010–2012 гг. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОГО ЭТАПА ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРОВ РБМК. *Драгунов Ю.Г., Петров А.А., Бурлаков Е.В.* 108

РАБОТА ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ» В НОВЫХ УСЛОВИЯХ РЫНКА. *Хвалько А.А., ОАО «Концерн Росэнергоатом»* 114

ЭНЕРГОБЛОКИ СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ НА ОСНОВЕ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК ВБЭР-500. *Петрунин В.В.* 117

РАЗВИТИЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОДДЕРЖКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС. *Антипов С.И.* 121

ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОСНОВНЫХ ТИПОВ АТОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК. *Орыщенко А.С., Карзов Г.П.* 126

РАЗРАБОТКА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО ОТЖИГА СВАРНЫХ ШВОВ КОРПУСА РЕАКТОРА ВВЭР-1000. *Дуб А.В.* 132

Часть 2. Пленарные доклады (статьи)

О СТРАТЕГИИ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ДО 2050 ГОДА. *Сидоренко В.А.* 137

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОПЫТА, ПОЛУЧЕННОГО ПОСЛЕ АВАРИИ НА АЭС «ФУКУСИМА-ДАЙИЧИ», ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС ВО ВСЕМ МИРЕ. *Д-р Тадаши Нарабаяси (Tadashi NARABAYASHI)* 141

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ РОССИЙСКИХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ К ЭКСТРЕМАЛЬНЫМ ВНЕШНИМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ ПО УРОКАМ АВАРИИ НА АЭС «ФУКУСИМА-ДАЙИЧИ». *Шутиков А.В.* 153

ГРАФИТ И РЕСУРС РБМК-1000. *Штромбах Я.И., Чугунов О.К.* 156

ИТОГИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС С РБМК В 2010–2012 ГГ. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОГО ЭТАПА ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРОВ РБМК. *Драгунов Ю.Г., Петров А.А., Бурлаков Е.В.* 164

ЭНЕРГОБЛОКИ СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ НА ОСНОВЕ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК ВБЭР-500. *Петрунин В.В.* 169

РАЗВИТИЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОДДЕРЖКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС. *Антипов С.И.* 174

ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОСНОВНЫХ ТИПОВ АТОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК. *Орыщенко А.С., Карзов Г.П.* 179

РАЗРАБОТКА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО ОТЖИГА СВАРНЫХ ШВОВ КОРПУСА РЕАКТОРА ВВЭР-1000. *Дуб А.В.* 183

СЕКЦИЯ 1. БЕЗОПАСНАЯ И ЭФФЕКТИВНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ АЭС РОССИИ

Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт АЭС с ВВЭР, РБМК, БН, ЭГП-6

Эксплуатация АЭС с реакторами ВВЭР

АНАЛИЗ ПРОТЕКАНИЯ ЗАПРОЕКТНЫХ АВАРИЙ И ИХ РАДИАЦИОННЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО СБРОСА ИЗ ГЕРМЕТИЧНЫХ ПОМЕЩЕНИЙ АЭС С ВВЭР. *Журбенко А.В., Будаев М.А., Звонарев Ю.А., Лузанова Л.М., Пылёв С.С.* 189

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПЕРИОД ПЕРЕХОДА ЭНЕРГОБЛОКОВ С ВВЭР-1000 НА 18-ТИ МЕСЯЧНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ КАМПАНИИ С УЧЁТОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МОЩНОСТИ 104% НОМИНАЛЬНОЙ. *Айдемиров О.А., Рябинин Ю.А., Аркадов Г.В., Орлов В.И.* 192

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТВС-2М НА ДЕЙСТВУЮЩИХ АЭС С ВВЭР-1000. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОНСТРУКЦИИ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АКТИВНОЙ ЗОНЫ. *Васильченко И.Н., Кушманов С.А., Медведев В.С., Коноплев Д.В.* 195

ОБОСНОВАНИЕ КОНЦЕПЦИИ «НУЛЕВОГО ДЕФЕКТА ТВЭЛОВ» И ВНЕДРЕНИЕ НА АЭС ТЕХНОЛОГИИ ОБРАЩЕНИЯ С ЯДЕРНЫМ ТОПЛИВОМ ДЛЯ ЕЁ ОБЕСПЕЧЕНИЯ. *Шестаков Ю.М., Семёновых А.С.* 196

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС КАРАВАН ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ, МОНИТОРИНГА И ПРОГНОЗА РАЗВИТИЯ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ НА АЭС С ВВЭР. *Жукавин А.П., Федоров И.В., Фукс Р.Л., Славинский К.А., Капацкая И.А., Федоровский А.Ю.* 202

ТОЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ НА АЭС С ВВЭР-1000 И ВОЗМОЖНОСТИ ЕЕ УЛУЧШЕНИЯ. *Мильто Н.В.* 206

РАЗВИТИЕ МЕТОДИК КОНТРОЛЯ ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТОПЛИВА ВВЭР ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ. *Евдокимов И.А., Лиханский В.В., Сорокин А.А., Канюкова В.Д., Зборовский В.Г., Алиев Т.Н., Горюшин И.О., Бурцев А.Ю.* 212

РАЗВИТИЕ МЕТОДИКИ КГО С ЦИКЛИРОВАНИЕМ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ МОДЕРНИЗИРОВАННОГО ТОПЛИВА ВВЭР. *Лиханский В.В., Зборовский В.Г., Евдокимов И.А., Сорокин А.А., Иванов Н.А.* 215

ОПТИМИЗАЦИЯ СПОСОБА ДОЗИРОВАНИЯ ЦИНКА В ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ РБМК И ВВЭР. *Корнеев А.Е., Европин С.В., Иванов А.Д., Белоус В.Н., Юрманов В.А., Григорович С.М., Юрманов Е.В.* 220

Эксплуатация АЭС с канальными и быстрыми реакторами

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ РБМК С УЧЕТОМ ОГРАНИЧЕННОГО РЕСУРСА ГРАФИТОВОЙ КЛАДКИ. *Краюшкин А.В., Давыдова Г.Б., Тишкин Ю.А.* 225

ДОЖИГАНИЕ ТОПЛИВА ПРИ ВЫВОДЕ РЕАКТОРОВ РБМК ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ. *Федосов А.М., Краюшкин А.В., Новиков В.Г., Тишкин Ю.А.* 227

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ АНАЛИЗА БЕЗОПАСНОСТИ РУ ЭГП-6 С ПОЗИЦИЙ СТРЕСС-ТЕСТОВ. *Афанасьев В.А., Дрягин Д.О., Каширин В.И., Петров В.В., Федосов В.Г.* 229

КОМПЛЕКС РАБОТ ПО ВНЕДРЕНИЮ ПРЕЦИЗИОННЫХ КОДОВ В ПРАКТИКУ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСЧЕТОВ РБМК. *Дружинин В.Е., Бычков С.А., Плеханов Р.В., Зинаков Д.Л., Лысов Д.А., Иванов И.Е., Калугин М.А., Гомин Е.А., Гуревич М.И.* 234

ЭКСПЕРИМЕНТЫ НА КРИТИЧЕСКОМ СТЕНДЕ РБМК ДЛЯ ПРОВЕРКИ И ОТЛАДКИ МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ЗАПОЛНЕНИЯ ГИЛЬЗЫ КРО ВОДОЙ. *Качанов В.М., Житарев В.Е., Сергевнин А.Ю., Чикунов В.К.* 241

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ НОВОЙ РЕДАКЦИИ ТИПОВОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С РЕАКТОРОМ РБМК-1000. *Василевский В.П., Ухаров С.Г., Рождественский М.И., Масленников А.В.* 243

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТВС-Ф ОПЫТНОЙ ПАРТИИ И ШТАТНЫХ ТВС РБМК-1000. *Петров А.А., Черепнин Ю.С., Иванов А.В., Рослов Г.И., Северинов Д.В., Дмитриева И.А.* 246

АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОСЛЕРЕАКТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТВС РБМК-1000. *Петров А.А., Черепнин Ю.С., Иванов А.В., Северинов Д.В., Рослов Г.И., Дмитриева И.А.* 253

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО ТОПЛИВА ДЛЯ РЕАКТОРА РБМК-1000. *Петров А.А., Черепнин Ю.С., Иванов А.В., Северинов Д.В., Рослов Г.И., Дмитриева И.А., Бурлаков Е.В., Краюшкин А.В., Федосов А.М.* 260

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ ОБОЛОЧЕК ТВЭЛОВ В УСЛОВИЯХ, МОДЕЛИРУЮЩИХ ПОТЕРЮ РАСХОДА НАТРИЯ ЧЕРЕЗ АЗ. *Загорулько Ю.И., Камаев А.А., Ашурко Ю.М., Кащеев М.В., Ганичев Н.С., Жмурин В.Г.* 266

ГЕРМЕТИЗАЦИЯ БАКА БИОЛОГИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ 1-ГО ЭНЕРГОБЛОКА БИЛИБИНСКОЙ АЭС ПРИ ПОМОЩИ РОБОТОТЕХНИКИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НАНЕСЕНИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПОКРЫТИЙ. *Тухветов Ф.Т., Озеров К.И., Батарев Е.С., Желонкин Д.В., Михальцов А.В., Федоров А.Н., Шевцов И.А.* 272

ПЕРСПЕКТИВЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОБЛОКОВ С РЕАКТОРАМИ РБМК-1000. *Европин С.В., Юрманов В.А., Белоус В.Н., Григорович С.М., Юрманов Е.В.* 274

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ БЛОКОВ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ С РЕАКТОРАМИ РБМК-1000 В 2010–2012 гг. *Даничева И.А., Хренников Н.Н., Малофеев В.М.* 278

Техническое обслуживание и ремонт

ВНЕДРЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ЗАЦЕПЛЕНИЯ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТРАКТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КАНАЛОВ НА 1-М ЭНЕРГОБЛОКЕ ЛЕНИГРАДСКОЙ АЭС. *Черников О.Г., Перегуда В.И., Федосовский М.Е., Кудрявцев К.Г., Ковалев С.М., Шмаков Л.В., Быстриков А.А., Петров А.А., Бурлаков Е.В, Жемчугов В.Г., Карась В.А., Долганов С.В., Харахнин С.Н., Александров Н.Г., Лавренов В.С.* 282

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРАХОВОГО ЗАПАСА ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ». *Бубнов А.Г., Елхин М.А.* 288

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ЗАМЕНЫ ПГ ЭНЕРГОБЛОКОВ С ВВЭР-1000. *Герасимов А.В.* 291

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВЫВОДА РЕМОНТНОГО ПЕРСОНАЛА АЭС НА АУТСОРСИНГ С АНАЛИЗОМ РИСКОВ И ИХ ВЛИЯНИЯ НА БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ АЭС. *Фианцев В.С., Хмелев А.А., Янченко Ю.А., Самойлов Б.С., Ткачук С.А., Салмин А.Н., Воршев Д.Н. , Дементьев В.Н.* 295

КОНЦЕПЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА В ПРОЕКТЕ «ВВЭР-ТОИ». *Дементьев В.Н., Гуринович В.Д., Янченко Ю.А.* 301

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ АРГОНОДУГОВОЙ СВАРКИ ПРИ РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС. *Ходаков В.Д., Ходаков Д.В., Карась В.А.* 306

АВТОМАТИЗАЦИЯ СВАРОЧНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ МОНТАЖЕ И РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДОВ АЭС. *Хаванов В.А., Хорев В.Н., Козлов В.Е., Губа С.В.* 310

Повышение надежности тепломеханического оборудования, материаловедение и контроль металла, диагностика, ресурс, модернизация и продление срока службы АЭС

Повышение надежности тепломеханического оборудования, диагностика, ресурс, модернизация и продление срока службы АЭС

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ПО ПРОДЛЕНИЮ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ БН-600. *Васильев Б.А., Виленский О.Ю., Каманин Ю.Л.* 313

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ С ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ В ЦЕЛЯХ УПРАВЛЕНИЯ ЕЕ РЕСУРСОМ И РЕМОНТОМ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОТРАСЛЕВОЙ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ. *Сердюк А.В.* 318

РАЗВИТИЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ РУ АЭС В РАМКАХ ОСД ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ». *Дворников П.А., Ковтун С.Н., Лукьянов Д.А., Бударин А.А., Павелко В.И.* 319

ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ИСПЫТАНИЙ И КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ТУРБИННЫХ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА АЭС. *Гашенко В.А., Галимова Л.А., Шуварин Д.В., Курганов Д.В.* 324

Материаловедение и контроль металла

РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ СРОКА СЛУЖБЫ УЗЛА ПРИВАРКИ КОЛЛЕКТОРА К КОРПУСУ ПАРОГЕНЕРАТОРА ПГВ-1000. *Ловчев В.Н., Гуцев Д.Ф., Казанцев А.Г., Зубченко А.С., Харченко С.А.* 327

РАЗРАБОТКА НОРМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО УЗК УЗЛА ПРИВАРКИ КОЛЛЕКТОРА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ К КОРПУСУ ПАРОГЕНЕРАТОРА ПГВ-1000 ПО РЕАЛЬНЫМ РАЗМЕРАМ ДЕФЕКТОВ. *Ловчев В.Н., Гуцев Д.Ф., Пиминов В.А., Курдин М.Е., Вопилкин А.Х., Тихонов Д.С.* 333

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПО ЭНК МЕТАЛЛА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АЭС. *Александров А.Е.* 338

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОГРАММ ОБРАЗЦОВ-СВИДЕТЕЛЕЙ ВВЭР-1000. *Ерак Д.Ю., Кочкин В.Н., Журко Д.А.* 342

БЕЗОБРАЗЦОВАЯ АПРИОРНАЯ ОЦЕНКА СРАВНИТЕЛЬНОЙ ДОСТОВЕРНОСТИ МЕТОДИК УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ. *Щербинский В.Г.* 348

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НЕСПЛОШНОСТИ МЕТАЛЛА С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ДЕФЕКТОСКОПА A1550 INTROVISOR В РЕЖИМЕ ТОМОГРАФИИ. *Самокрутов А.А., Шевалдыкин В.Г.* 356

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ МАТЕРИАЛА КОРПУСОВ РЕАКТОРОВ ВВЭР ПОДВЕРГАЕМОГО НЕЙТРОННОМУ ОБЛУЧЕНИЮ ПО ПАРАМЕТРАМ УПРУГИХ ВОЛН. *Хлыбов А.А., Углов А.Л.* 364

ПРОБЛЕМЫ ЭРОЗИОННО-КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА ТРУБОПРОВОДОВ АЭС. *Аркадов Г.В., Бараненко В.И., Потапов В.В., Просвирнов А.А., Нафталь М.М., Гулина О.М.* 366

ОБРАЗЦЫ-СВИДЕТЕЛИ КАК ОСНОВА ДЛЯ АДЕКВАТНОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ КОРПУСОВ ЯДЕРНЫХ РЕАКТОРОВ. *Максимов О.Б., Петров В.В.* 372

ОСОБЕННОСТИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ ШПИЛЕК ТУРБОАГРЕГАТОВ БИЛИБИНСКОЙ АЭС. *Воронков И.В., Воронкова Л.В.* 375

РАСЧЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ В СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ ИЗ СЕНСИБИЛИЗИРОВАННОЙ АУСТЕНИТНОЙ СТАЛИ В УСЛОВИЯХ КМПЦ РЕАКТОРОВ РБМК-1000. *Европин С.В., Киселёв В.А., Юрманов В.А.* 376

Повышение надежности электротехнического оборудования, систем контроля и управления. Пожарная безопасность АЭС

Повышение надежности электротехнического оборудования, систем контроля и управления

НОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИИ МЕТОДОМ ВОССТАНОВЛЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ. *Кононенко А.И., Хохряков А.В., Слабоус Р.В., Ратников Д.А.* 386

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТРОЙСТВ РЗА АЭС ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ». *Караулов А.А.* 391

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ООО НПП «ЭКРА» ДЛЯ ОБЪЕКТОВ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. *Доронин А.В.* 394

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОВЕРОК ПЕРВИЧНОГО И ВТОРИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ АЭС. *Соловьев М.Ю.* 396

УЧЕТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОВРЕЖДАЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРОЕКТНЫХ АВАРИЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ СРОКА СЛУЖБЫ КАБЕЛЕЙ В ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС. *Циканин А.Г., Кононенко А.И., Слабоус Р.В.* 401

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ ОБСТАНОВКА НА ЭНЕРГОБЛОКАХ АЭС. *Сарылов В.Н., Сарылов О.В., Водолажский А.С.* 406

УСТОЙЧИВОСТЬ К ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ И СТОЙКОСТЬ К РАДИАЦИОННОМУ ИЗЛУЧЕНИЮ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ДАВЛЕНИЯ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС. *Сарылов В.Н., Сарылов О.В.* 411

АНАЛИЗ РАБОТЫ АППАРАТУРЫ АКНП-АКЭ В ПЕРИОД ЭНЕРГОПУСКА БЛОКА 4 КАЛИНИНСКОЙ АЭС С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000. *Баринов А.Ю., Костицин А.Р., Лужнов А.М., Малёнкин Д.А., Мирошник Ю.М., Соколов И.В., Романичев М.К., Стефаницкая Л.О.* 417

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПТК АЭС. *Хочанский М.Д.* 427

НОВЫЕ ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В РУ БН. *Горшков А.Е., Зайцев П.А., Шохонов В.П.* 431

Пожарная безопасность

СИСТЕМА ГИБКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ АЭС. *Гилетич А.Н., Комков П.М., Пуцев Д.И., Томилин А.В.* 434

ПОСТРОЕНИЕ ЕДИНОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ АДРЕСНОЙ СИСТЕМЫ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ НА ОБОРУДОВАНИИ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «РУБЕЖ» ПРИ ЗАМЕНЕ РАЗЛИЧНЫХ ПОРОГОВЫХ СИСТЕМ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ НА БЕЛОЯРСКОЙ АЭС. *Носов Ю.В., Волокитин А.П.* 438

ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ ОБЪЕКТОВ ПО ОБРАЩЕНИЮ С РАО И ОЯТ. *Дулькин А.Б.* 439

ОПЕРЕЖАЮЩИЙ ВВОД АВТОМАТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ (АУПС) ЗДАНИЙ РЕАКТОРА (UJA, 1UBR, 2UBR, UJD), МАШИННОГО ЗАЛА (UMA, UBA) БЛОЧНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ (UGA), НССАПТ (USG), ЦЩУ (UAC) С ВЫВОДОМ СИГНАЛОВ ОТ ПОЖАРНЫХ ПРИЕМНО-КОНТРОЛЬНЫХ ПРИБОРОВ (ППКП) НА ВРЕМЕННЫЙ ПОЖАРНЫЙ ПОСТ В ПОМЕЩЕНИЕ РПУ (UBR07 126) БЛОКА №4 БЕЛОЯРСКОЙ АЭС-2. *Волокитин А.П., Пугач А.В.* 442

Обращение с РАО и ОЯТ, вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС

Обращение с РАО. Вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАБОТКИ ПЕРВОГО КОНТУРА ЦИНКОМ РИ ПОДГОТОВКЕ ЭНЕРГОБЛОКОВ РБМК К ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ. *Петров А.А., Европин С.В., Юрманов В.А., Белоус В.Н., Григорович С.М., Хандамиров Ю.Э., Юрманов Е.В.* 444

УПАКОВКИ И ПРАКТИКА БЕЗОПАСНОГО ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ НИЗКОАКТИВНЫХ РАО. *Гелбутовский А.Б., Балушкин Е.В., Гринев И.Е., Трошев А.В., Черемисин П.И.* 448

Обращение с ОЯТ

ОБРАЩЕНИЕ С ОЯТ НА АЭС ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ». *Шестаков Ю.М., Филиппова Ю.Ю., Беспалов В.Н.* 454

РАСЧЁТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ВЫГОРАНИЯ, ИЗОТОПНОГО СОСТАВА, ЭНЕРГОВЫДЕЛЕНИЯ И ПОДКРИТИЧНОСТИ ОТРАБОТАВШЕГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВОК МКС 01 ВВЭР, МКС-01 РБМК МКС-01 И УИП-006. *Николаев С.А., Сомов И.Е., Чернов В.А., Ибрагимов Р.Л., Волков В.С., Лобов А.Г., Мастеров А.В., Типоченков Е.Т., Егорова Г.Е., Давиденко Н.Н., Лобков Ю.М., Беспалов В.Н., Бунин В.М., Яненко Ю.Е., Катруш С.Ф.* 459

ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТУК-109 ПРИ МНОГОКРАТНОЙ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ ПЕРЕВОЗКЕ. *Гуськов В.Д., Амелин А.М., Коротков Г.В.* 464

РЕАЛИЗАЦИЯ ПИЛОТНОГО ПРОЕКТА ПО ПЕРЕВОЗКЕ И ПЕРЕРАБОТКЕОПЫТНОЙ ПАРТИИ НЕКОНДИЦИОННЫХ ОТВС РЕАКТОРА РБМК НА ФГУП «ПО «МАЯК» И ПОИСК СОГЛАСОВАННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ РЕГУЛЯРНЫХ ПЕРЕВОЗОК НЕКОНДИЦИОННОГО ОЯТ. *Канашов Б.А., Дорофеев А.Н., Смирнов В.П., Хаперская А.В., Кудрявцев Е.Г., Баранов С.В., Колупаев Д.Н., Калязин Н.Н., Ложников И.Н.* 469

МЕТОДИКА И УСТАНОВКА ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОТВС РБМК-1000. *Чернов В.А., Николаев С.А., Сомов И.Е., Типоченков Е.Т., Егорова Г.Е.* 474

ТРАНСПОРТНЫЙ УПАКОВОЧНЫЙ КОМПЛЕКТ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ОЯТ ВВЭР-1000 С ПОВЫШЕННЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ. *Гуськов В.Д., Коротков Г.В., Амелин А.М., Воронцов В.В., Ходасевич К.Б., Пономарев А.Н.* 477

СПОТ БАССЕЙНА ВЫДЕРЖКИ ОЯТ. *Свириденко И.И., Шевелев Д.В., Власенко Н.И.* 481

Радиационная безопасность, экология АЭС, противоаварийная готовность

НРБ-99/2009 И ОСПОРБ-99/2010 — ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ. В ПОИСКАХ ГРАНИЦ ОТНЕСЕНИЯ ОТХОДОВ К РАДИОАКТИВНЫМ ОТХОДАМ. *Иванов Е.А., Кочетков О.А., Серебряков Б.Е.* 486

ОРГАНИЗАЦИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕДР НА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ В 2009–2011 ГГ. *Глинский М.Л., Глаголев А.В., Громов В.А.* 491

ОРГАНИЗАЦИЯ В КРИЗИСНОМ ЦЕНТРЕ ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ» И НА АС СИСТЕМЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБ ОПАСНЫХ МЕТЕОЯВЛЕНИЯХ. *Косых В.С., Бородин Р.В., Катунина О.В.* 496

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ОТДЕЛЬНЫХ РАДИОНУКЛИДОВ, ВЫПАВШИХ НА МЕСТНОСТИ, ПО МОДЕЛЬНЫМ РАСЧЕТАМ И ПО ДАННЫМ ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ НА ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ РАДИОАКТИВНОГО СЛЕДА. *Фоломеев В.В.* 500

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАТЕРИАЛОВ СЕРИИ АБРИС ДЛЯ РАДИАЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ПЕРСОНАЛА АЭС. *Савченкова Г.А., Артамонова Т.А., Савченков В.П., Ташлыков О.Л., Щеклеин С.Е., Русских И.М., Селезнев Е.Н.* 504

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА РАДИАЦИОННОГО МОНИТОРИНГА НА БЛОКАХ ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС. *Чуйко Д.В., Перегуда В.И., Шапошников В.А., Тихоновский В.Л., Бунто П.А.* 508

СЕКЦИЯ 2. ЭКОНОМИКА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

ОПЕРАЦИОННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ» И ПУТИ ЕЁ ДОСТИЖЕНИЯ. *Демидова Л.Н.* 512

ТЕНДЕНЦИИ В ЦЕНООБРАЗОВАНИИ НА ПРОДУКЦИЮ (УСЛУГИ) ПРЕДПРИЯТИЙ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА ДЛЯ АЭС. *Никишкина И.Н.* 513

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВСЕХ СТАДИЙ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА «ВВЭР ТОИ». *Бунак И.В., Грикуров А.В.* 516

ОРГАНИЗАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ УПРАВЛЕНИЯ УСПЕШНОСТИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПЕРСОНАЛА В АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ. *Аксиненко С.П.* 518

ОЦЕНКА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ МОДЕЛИ РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ К ВОЗМОЖНЫМ ИЗМЕНЕНИЯМ ОСНОВНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ. *Егоров А.Ф., Коробейников В.В., Поплавская Е.В., Фесенко Г.А.* 520

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС. *Маканина С.Н., Сорокина М.С., Бунак И.В.* 526

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В ПРОЕКТ ПО ПРОДЛЕНИЮ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ 3–4 ЭНЕРГОБЛОКОВ НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС ДО 55–60 ЛЕТ. *Нетяга Н.Н.* 531

НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА КАК ИНСТРУМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС. *Ватагин М.Ю.* 536

СЕКЦИЯ 3. РАЗВИТИЕ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Создание новых энергоблоков АЭС

К ВОПРОСУ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ РУ БН-800 ДЛЯ БЕЛОЯРСКОЙ АЭС. *Калинкин А.А., Соболев А.Н., Стебенев Н.А., Фомина Ю.Б., Мирошниченко А.И.* 542

О РАЗРАБОТКЕ НОВЫХ ОТРАСЛЕВЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИХ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГОБЛОКОВ АС. *Константинов С.С.* 545

ЗНАЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ НЕСООТВЕТСТВИЯМИ ПРИ ВВОДЕ АЭС В ЭКСПЛУАТАЦИЮ. *Фомин М.Н.* 551

ФОРМИРОВАНИЕ РОЛИ ДИАГНОСТИКИ В ПОВЫШЕНИИ КАЧЕСТВА И СОКРАЩЕНИИ СРОКОВ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ НА ПУСКОВЫХ ОБЪЕКТАХ АЭС. *Сааков Э.С., Вологдин А.А., Рачков В.Л., Кузин Ю.С.* 556

ОПЕРЕЖАЮЩАЯ ПОДГОТОВКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА СООРУЖАЕМЫХ АС. *Гунин Л.П.* 557

ПОДГОТОВКА ПУСКОНАЛАДОЧНОГО ПЕРСОНАЛА ОАО «АТОМТЕХЭНЕРГО» К ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТ НА БЛОКЕ №4 БЕЛОЯРСКОЙ АЭС. *Жабин С.А.* 560

К ВОПРОСУ О ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДА АКУСТОУПРУГОСТИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА РАБОТ ПО МОНТАЖУ И РЕМОНТУ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ АС. *Блохин В.Н., Аржаев А.И., Маханев В.О., Подлатов М.А., Пасманик Л.А., Разыграев А.Н., Разыграев Н.П., Иванов А.И., Буторин С.Л.* 562

ПРЯМЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДОВ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ПЕТЛЯХ ГЦК И РАСХОДА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ РАСХОДОМЕРОВ FLUXUS. *Сааков Э.С., Дерий В.П., Шестаков Н.Б., Арутюнян А.Х., Канышев М.Ю., Богомолов И.Н.* 564

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ НА ВХОДЕ В АКТИВНУЮ ЗОНУ И ЕГО ПЕРЕМЕШИВАНИЯ В КОРПУСЕ РЕАКТОРА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЙ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГОБЛОКОВ С ВВЭР-1000. *Саунин Ю.В., Добротворский А.Н., Семенихин А.В.* 571

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА НЕКОТОРЫХ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ СТРАТИФИКАЦИЮ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ГОРЯЧИХ НИТКАХ ПЕТЕЛЬ 1-ГО КОНТУРА РУ С ВВЭР-1000. *Саунин Ю.В., Добротворский А.Н., Семенихин А.В.* 579

МЕТОДИКА НАТУРНОГО ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМ И ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС, ОПРЕДЕЛЮЯЩИХ ИХ УСТОЙЧИВОСТЬ ПРИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ. *Казновский П.С., Рясный С.И.* 586

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ СЕЙСМОСТОЙКОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОБЛОКА № 4 КАЛИНИНСКОЙ АЭС НА ЭТАПЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИИ. *Емельянова А.Д., Казновский А.П, Казновский П.С., Касьянов К.Г., Щугорев А.В.* 588

КОНДЕНСАТООЧИСТКА БЛОКА №4 КАЛИНИНСКОЙ АЭС. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ОПЫТ ПНР В ПЕРИОД ЭНЕРГОПУСКА. *Щелик С.В., Мещеринов С.С., Ситишев В.А.* 591

К ВОПРОСУ О ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДА АКУСТОУПРУГОСТИ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ АС. *Аржаев А.И., Маханев В.О., Павлович А.А., Подлатов М.А., Буторин С.Л., Пасманик Л.А., Разыграев А.Н., Разыграев Н.П.* 593

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ МОДЕЛИ ПАРОГЕНЕРАТОРА ВВЭР В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ В СЛУЧАЕ ЗАПРОЕКТНОЙ АВАРИИ С НАЛОЖЕНИЕМ ТЕЧИ ПО ВТОРОМУ КОНТУРУ. *Морозов А.В., Ремизов О.В., Калякин Д.С.* 596

КОНЦЕПЦИЯ РАСШИРЕННОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПЕРВОГО КОНТУРА В ЭНЕРГОБЛОКАХ С ВВЭР-1000(1200) И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЁ РЕАЛИЗАЦИИ. *Благовещенский А.Я., Бор С.М., Конович М.Н., Митюков В.Н., Молчанов А.В., Безлепкин В.В., Кухтевич В.О., Мохов В.А., Беркович В.Я., Драгунов Ю.Г., Давиденко Н.Н., Смирнягин А.В., Канышев М.Ю., Богачек Л.Н., Бай В.Ф., Игнатьев Н.А., Аксёнов В.И., Шумский Б.Е., Выговский С.Б.* 602

ПРИМЕНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС. *Нодель А.Л., Дроздов С.В.* 605

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПРОЕКТА СКУ ВХР НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС-2. *Гашенко В.А., Преловский А.Р., Муравьев Е.В., Куманина В.Э.* 609

Перспективные проекты энергоблоков АЭС

ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ И СХЕМНО-КОМПОНОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКА С БЫСТРЫМ РЕАКТОРОМ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ. *Аширметов М.Р., Ершов В.Н., Ершов Г.А.* 615

СОЧЕТАНИЕ СВОЙСТВ ВНУТРЕННЕЙ САМОЗАЩИЩЁННОСТИ И КОНСТРУКТИВНЫХ МЕР ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ РЕАКТОРА БН-1200. *Васильев Б.А., Евсеев В.И., Кузавков Н.Г., Осипов С.Л., Шепелев С.Ф.* 618

ОСНОВНЫЕ КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЯДЕРНЫМ ПЛАВУЧИМ ЭНЕРГОБЛОКАМ. *Кузнецов В.П., Макаров В.И., Пологих Б.Г., Хлопкин Н.С., Макеев Г.А.* 622

КОНЦЕПЦИЯ БЫСТРОГО ПАРОВОГО РЕАКТОРА МАЛОЙ МОЩНОСТИ. *Просвирнов А.А., Нафталь М.М.* 628

АЭС С НЕПОСРЕДСТВЕННЫМ ОТВОДОМ ТЕПЛА КОНЕЧНОМУ ПОГЛОТИТЕЛЮ. *Рончинский А.Б.* 632

АВТОНОМНАЯ СПОТ ПЕРВОГО КОНТУРА РУ С ВВЭР-1000. *Свириденко И.И., Шевелев Д.В., Власенко Н.И.* 636

ОСНОВНЫЕ КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА В ПРОЕКТЕ ВВЭР-ТОИ. *Зыков А.С.* 641-а

СЕКЦИЯ 4. МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

ЭФФЕКТИВНОЕ МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО – ВАЖНЫЙ ФАКТОР ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС И РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. *Кириченко А.М.* 642

ВОЗМЕЩЕНИЕ ТРАНСГРАНИЧНОГО ЯДЕРНОГО УЩЕРБА РОССИЙСКИМИ ОПЕРАТОРАМИ ЯДЕРНЫХ УСТАНОВОК. *Амелина М.Е., Арсентьев С.В., Молчанов А.С.* 645

РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТА TACIS R2.01/06 «РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ВХР I И II КОНТУРОВ ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ 1 И 2 КАЛИНИНСКОЙ АЭС». *Гашенко В.А., Воронов В.Н., Преловский А.Р., Муравьев Е.В., Горбатенко С.П., Отченашев Г.Д., Вацлав Урбанек* 648

СОТРУДНИЧЕСТВО МЕЖДУ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИМ ИНСТИТУТОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ (EPRI) И НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИМ ИНСТИТУТОМ (UJV) REZ. *Ждярек Дж., Вицек П., Стратил В.* ... 653

СОТРУДНИЧЕСТВО МЕЖДУ ФИНЛЯНДИЕЙ И ПРИГРАНИЧНЫМИ АЭС РОССИИ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ. *Reponen H., Olkonen I.* ... 656

ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО РЕАГИРОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В БЕЛАРУСИ. *Горбачева Н.В., Кувшинников А.В.* ... 662

СЕКЦИЯ 5. ТРАДИЦИИ И ОПЫТ ВЕТЕРАНОВ — МОЛОДЫМ

ПОЧЕМУ НЕОБХОДИМО ПОСТОЯННО СОХРАНЯТЬ ЯДЕРНЫЕ ЗНАНИЯ И УПРАВЛЯТЬ ИМИ. *Акимов Е.М., Поройков В.С.* ... 668

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА. РАЗВИТИЕ И ПРОБЛЕМЫ, РОЛЬ ВЕТЕРАНОВ В ВОПРОСЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПРЕСТИЖА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. *Поройков В.С.* ... 670

СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ В ЧАСТИ «ОРГАНИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ АС». *Корниенко А.Г., Вельчинский В.И., Недельченко А.А.* ... 676

ПРОБЛЕМЫ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ И НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ДЛЯ КОНЦЕРНА «РОСЭНЕРГОАТОМ». *Болдырев В.М.* ... 679

ОРГАНИЗАЦИЯ ОЗНАКОМИТЕЛЬНЫХ ПРАКТИК СТУДЕНТОВ ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ФАКУЛЬТЕТА НА ОБЪЕКТАХ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ГЕРМАНИИ. *Николаев В.Г.* ... 683

ЖИВУЧЕСТЬ КОНСТРУКЦИОННЫХ СПЛАВОВ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС. *Горбатых В.П., Иванов С.О.* ... 684

ИМПУЛЬСНАЯ КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ — ОДИН ИЗ УРОКОВ ФУКУСИМЫ. *Петухов В.Г., Сулимина Е.* ... 691

СВЕТОДИОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ СВЕТА. *Лунев Д.В.* ... 698

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРАЛЬНЫХ КАПИЛЛЯРНЫХ СИСТЕМ С ЦЕЛЬЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГИДРОИЗОЛЯЦИИ БЕТОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ В СЛОЖНЫХ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ И БЕЗОПАСНОЙ РАБОТЫ РАДИАЦИОННО-ОПАСНЫХ ОБЪЕКТОВ. *Снигарьков Е.А.* ... 699

НУЖНО ЛИ ОБЪЕДИНЯТЬСЯ? О ЧЁМ ГОВОРИТ ОПЫТ? *Терёхин Ю.К.* ... 701

ЭТАПЫ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ЭНЕРГОБЛОКА АЭС. *Терёхин Ю.К.* ... 703

О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОБЩЕСТВЕННОГО ЭКСПЕРТНОГО СОВЕТА ВЕТЕРАНОВ МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЙ ОБЩЕСТВЕННОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ВЕТЕРАНОВ КОНЦЕРНА «РОСЭНЕРГОАТОМ». *Акимов Е.М.* ... 707

ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ С КОАКСИАЛЬНЫМИ НАГРЕВАТЕЛЬНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ И КОАКСИАЛЬНЫМИ НАГРЕВАТЕЛЬНЫМИ КАБЕЛЯМИ. *Степанчук Г.Н., Янченко Г.А.* ... 713

АВТОРСКИЙ УКАЗАТЕЛЬ ... 720

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

Часть1. Пленарные доклады (презентации)

Опыт эксплуатации АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом». Обеспечение безопасности и повышение эффективности атомной энергетики России

В.Г. Асмолов

Восьмая Международная научно-техническая конференция (МНТК-2012)
Москва, 23 – 25 мая 2012 г.

ОАО «Концерн Росэнергоатом» - эксплуатирующая организация

- Концерн образован 07.09.1992 указом президента Российской Федерации как эксплуатирующая организация

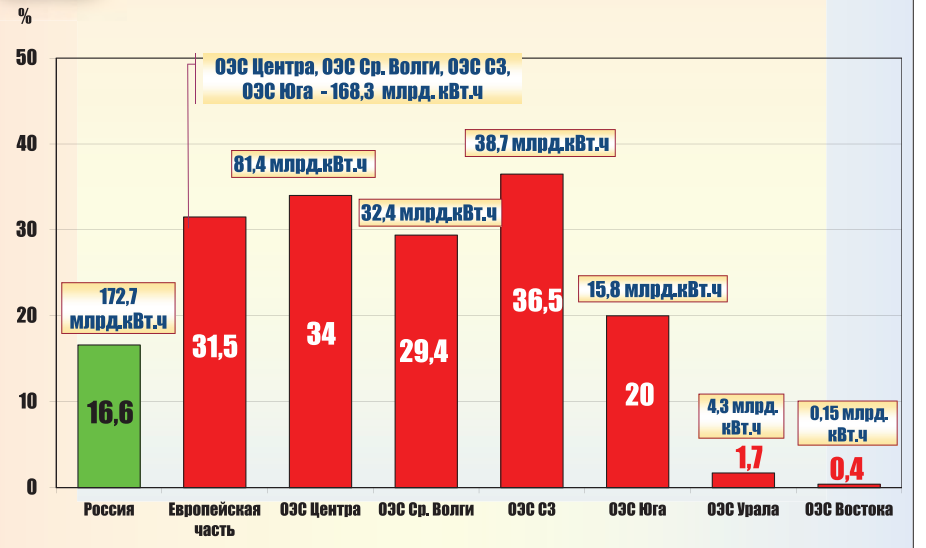
33	количество действующих энергоблоков
25242	МВт - установленная мощность
172,7	Млрд кВт.ч - выработано в 2011 году
35	тыс. чел. - численность сотрудников ОАО «Концерн Росэнергоатом»
6	млрд $ - объем товарной продукции в 2011 году
283,9	млн $ - объем НИОКР в 2011 году

Выработка АЭС России

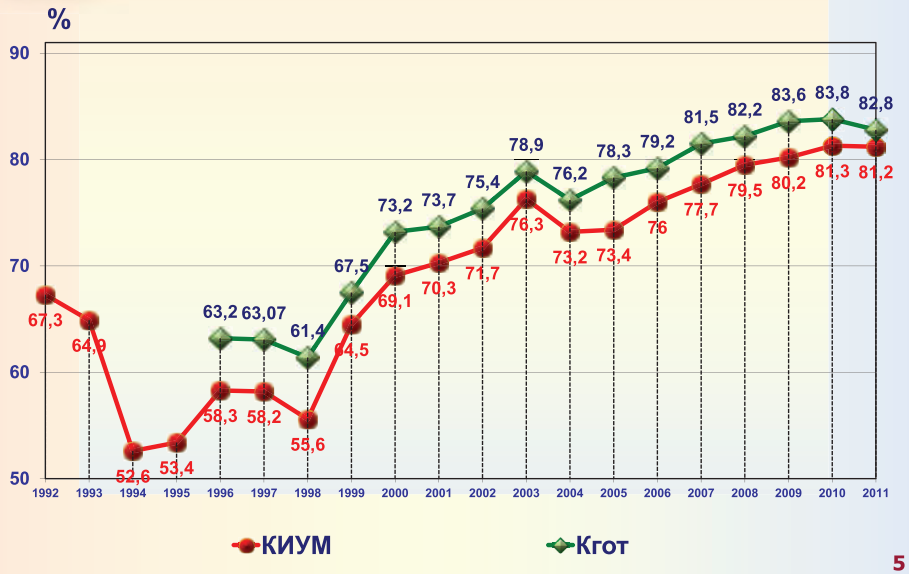
(~ 16,6 % от общей выработки электроэнергии)



Доля выработки АЭС от выработки электроэнергии по регионам в 2011 г.

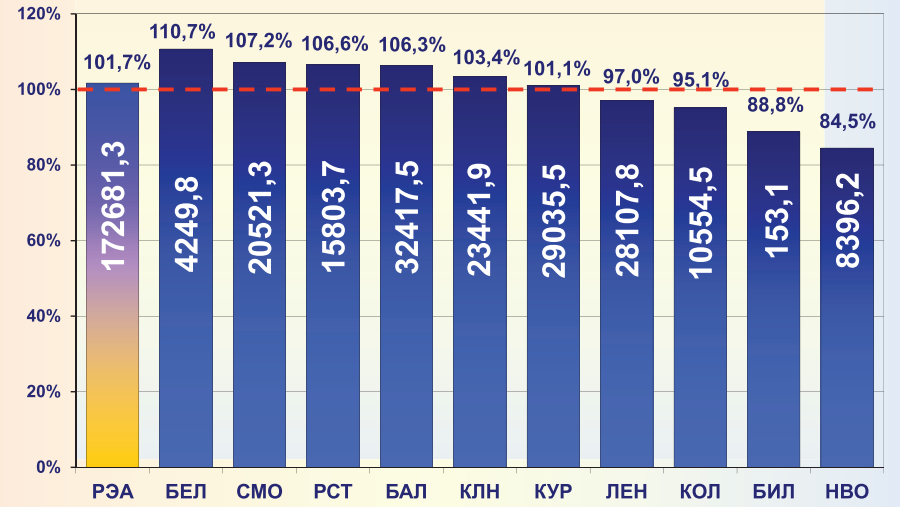


КИУМ и Кгот АЭС России



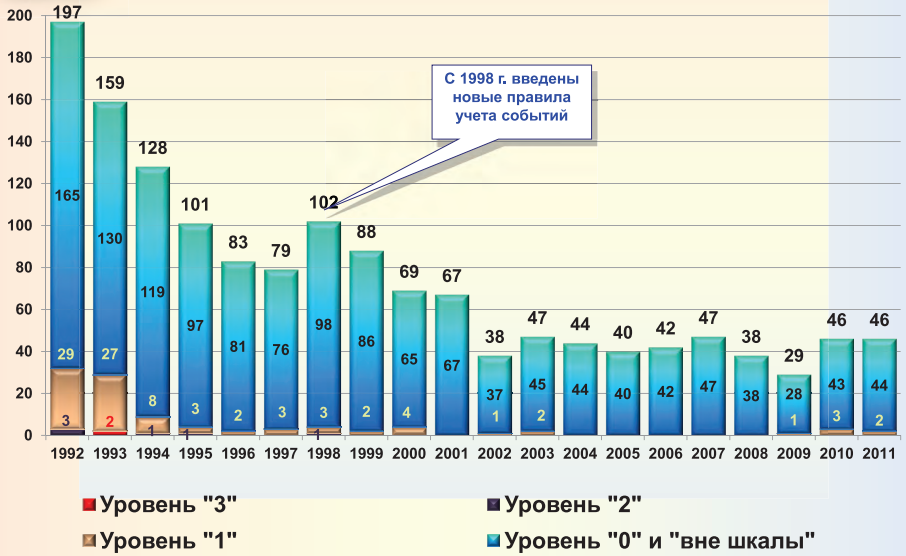
5

Выполнение целевых показателей по выработке электроэнергии на АЭС России в 2011 году (% и млн.кВт.ч)



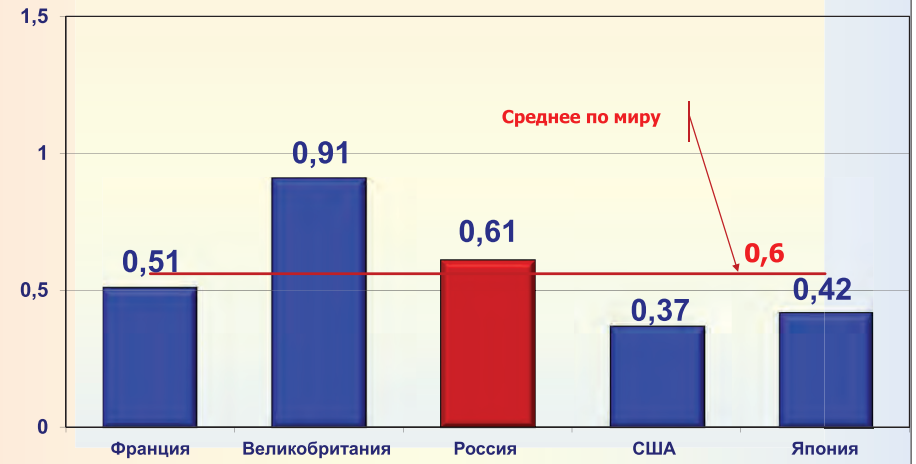
6

Динамика событий на АС, подлежащих сообщению Регулирующему органу



7

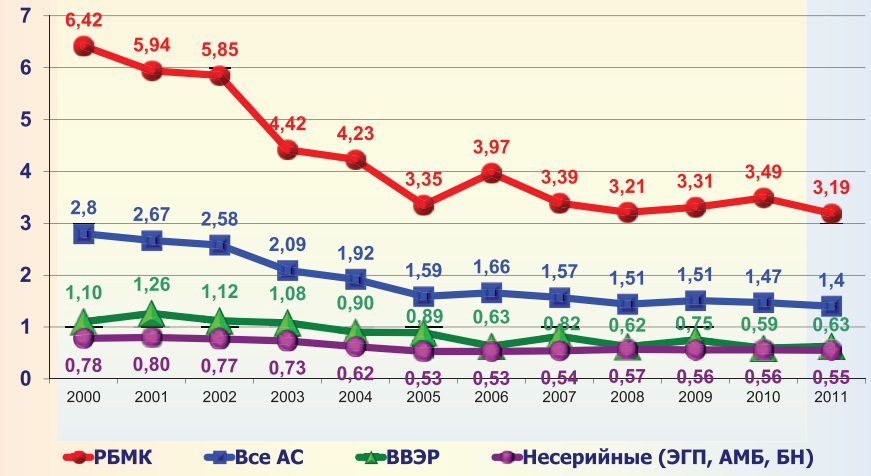
Неплановые автоматические аварийные остановы реактора энергоблоков АЭС ведущих стран мира в 2011 г. (по методике ВАО АЭС)



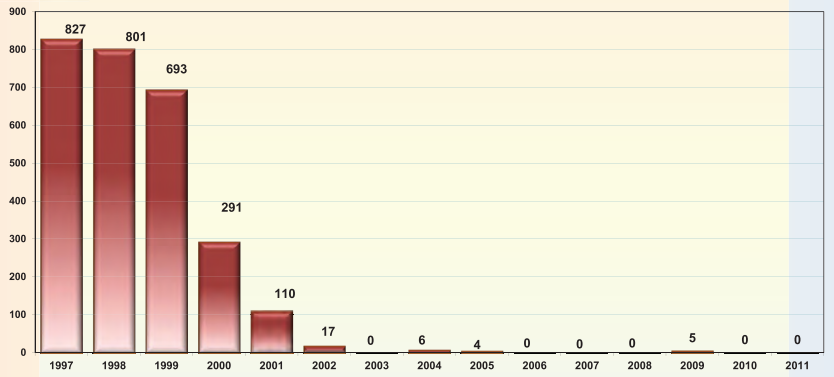
8

Коллективные дозы облучения на АЭС по типам реакторных установок

(чел. Зв/блок)



Количество персонала, индивидуальная доза облучения которых превысила 20 мЗв (введена в действие законом РФ в 2000 г.)



- **отсутствуют инциденты, сопровождавшиеся радиационными последствиями**

Основные итоги 2011 года

- **Обеспечена безопасная эксплуатация энергоблоков АЭС**
- **Достигнута максимальная выработка электроэнергии – 172,7 млрд кВт.ч (101,7% к балансу ФСТ)**
- **Достигнута максимальная мощность единовременной генерации – 25 ГВт**

Производственная программа на 2012 год

Планируемая выработка по балансу ФСТ	**- 175,8 млрд кВт.ч**
КИУМ	**- 80,8 %**

Основные направления работы

- **Повышение безопасности и надежности энергоблоков:**
  - Устранение дефицитов безопасности и отступлений от норм и правил;
  - Внедрение результатов анализа опыта эксплуатации российских и зарубежных АЭС;
  - Внедрение новых видов топлива;

13

Основные направления работы

- **Повышение эффективности производства электроэнергии:**
  - Оптимизация ремонтных кампаний;
  - Повышение КПД турбоустановок;
  - Повышение мощности реакторных установок

14

Основные направления работы

- **Продление сроков эксплуатации энергоблоков;**
- **Обеспечение эксплуатационной готовности новых АЭС;**
- **Совершенствование структуры управления**

15

Пуск энергоблока №4 Калининской АЭС

- **Сборка реактора** 23 – 31 октября 2011
- **Выход на МКУ** 08 ноября 2011
- **Пробный пуск турбины** 15 – 17 ноября 2011
- **Включение в сеть** 22 ноября 2011





16

Продление сроков эксплуатации энергоблоков

По состоянию на 01.03.2012 выполнены работы по продлению сроков эксплуатации **17-ти** энергоблоков АС суммарной установленной мощностью **9802** МВт :

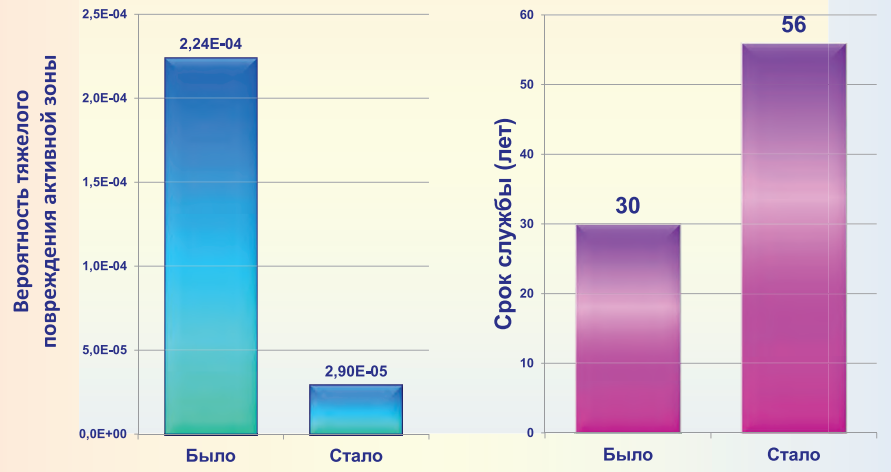
АЭС	Блок №1	Блок №2	Блок №3	Блок №4	Блок №5
Ленинградская	РБМК-1000	РБМК-1000	РБМК-1000	РБМК-1000	
Курская	РБМК-1000	РБМК-1000			
Билибинская	ЭГП-6	ЭГП-6	ЭГП-6	ЭГП-6	
Белоярская			БН-600		
Кольская	ВВЭР-440	ВВЭР-440	ВВЭР-440		
Нововоронежская			ВВЭР-440	ВВЭР-440	ВВЭР-1000

Целевая модернизация при продлении срока эксплуатации

Энергоблок №5 Нововоронежской АС (ВВЭР-1000/В-179) (2008 – сентябрь 2011)

- Модернизация системы аварийного электроснабжения
- Внедрение двухкомплектной системы управления и защиты реактора
- Внедрение дополнительной системы аварийной подачи питательной воды в парогенераторы
- Внедрение системы водородной взрывобезопасности
- Внедрение систем газового пожаротушения в помещениях систем управления и защиты энергоблока
- Замена системы возбуждения турбогенераторов на цифровые
- Замена генераторных выключателей на элегазовые
- Замена верхнего блока реактора и гайковерта главного разъема

Энергоблок №5 Нововоронежской АС (ВВЭР-1000/В-179) (2008 – сентябрь 2011)



Целевая модернизация при продлении срока

Энергоблоки №3,4 Ленинградской АС (РБМК-1000)

- Модернизация систем контроля, управления и защиты реактора с внедрением второй системы останова реактора
- Внедрение управляющих систем безопасности
- Внедрение резервного щита управления
  - Замена технологических каналов
  - Модернизация систем безопасности (системы аварийного расхолаживания реактора, системы локализации аварий; систем аварийного электроснабжения)
  - Внедрение акустической системы контроля протечек реактора

Модернизация энергоблока 4 ЛАЭС
(продолжение)

Модернизированная система электроснабжения



Модернизированный БЩУ-4



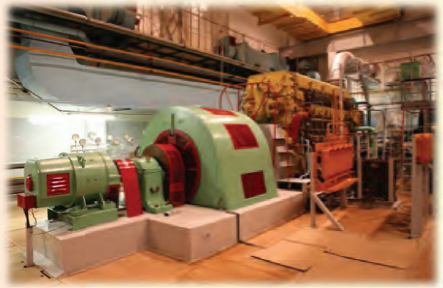




21

Модернизация энергоблока 4 ЛАЭС
(продолжение)

Модернизированный дизельгенератор



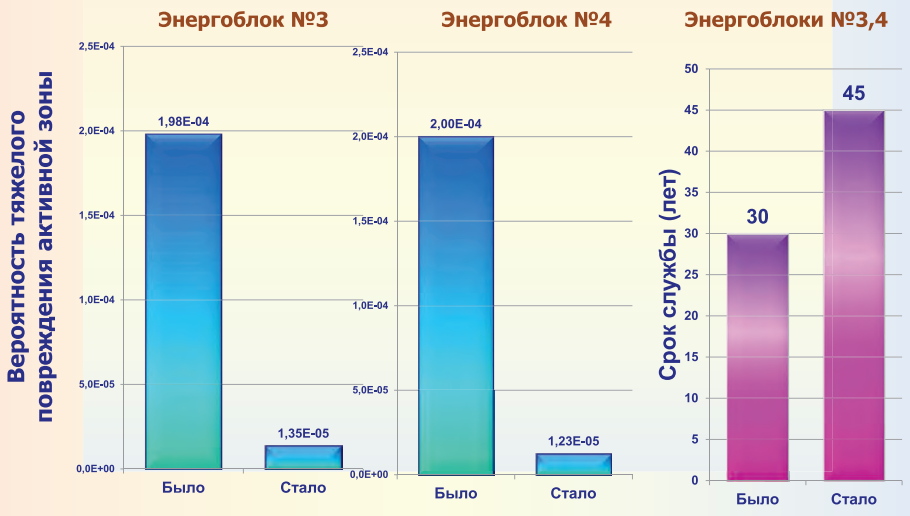


Аккумуляторная батарея



22

Энергоблоки №3,4 Ленинградской АС (РБМК-1000)



23

Целевая модернизация при продлении срока

Энергоблок №3 Кольской АС (ВВЭР-440/В-213)

- Модернизация управляющих систем безопасности и систем контроля и управления реактора с внедрением программно-технического комплекса (AREVA)
- Модернизация системы аварийного электроснабжения: замена аккумуляторных батарей, щита постоянного тока, автоматики ступенчатого нагружения дизель-генератора
- Модернизация системы технической воды для исключения отказа по общей причине (географическое разделение и резервирование насосов)
- Внедрение системы водородной взрывобезопасности
- Внедрение систем газового пожаротушения в помещениях систем управления и защиты энергоблока
- Замена системы возбуждения турбогенераторов на цифровые

24

БЩУ, блок 3 Кольская АЭС

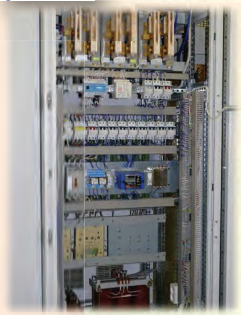






25

Новая система возбуждения ТГ, блок 3 Кольская АЭС







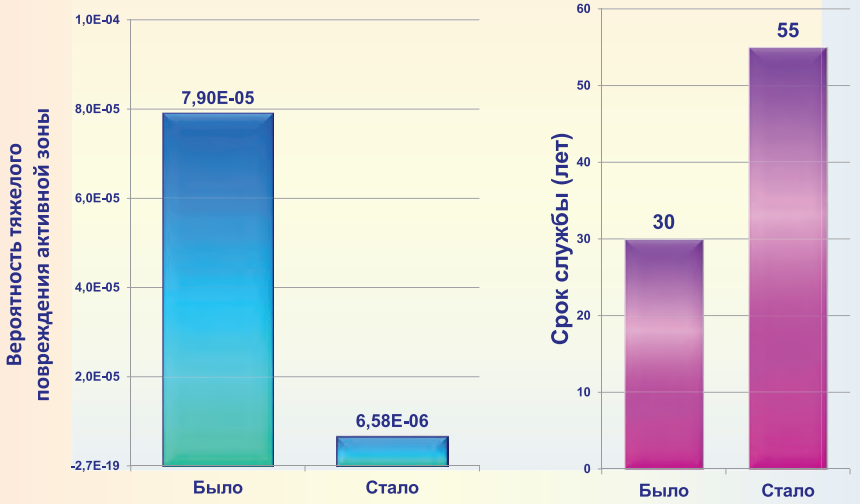






26

Энергоблок №3 Кольской АС (ВВЭР-440/В-213)



27

Целевая модернизация при продлении срока

Энергоблок №3 Белоярской АС (БН-600)

- Модернизация систем контроля, управления и защиты реактора с внедрением 2-го комплекта аппаратуры АЗ
- Создание резервного пункта управления
- Замена модулей парогенераторов
- Модернизация щитов постоянного тока, шкафов преобразователей тока системы аварийного электроснабжения
- Модернизация распределительных устройств системы электроснабжения собственных нужд
- Модернизация системы радиационного контроля

28

Выполнение мероприятий по повышению безопасности энергоблока №3 Белоярской АС

Второй комплект АЗ и Резервный пункт управления энергоблока



Второй комплект АЗ по нейтронным и технологическим параметрам





Резервный пункт управления энергоблока

29

Выполнение мероприятий по повышению безопасности энергоблока №3 Белоярской АС (продолжение)



Щит постоянного тока ЩПТ-3Д

3 канал САЭ-1

Шкафы преобразователей тока – выпрямителя и инвертора





Распределительное устройство 0,4 кВ 6НН-1

30

Выполнение мероприятий по повышению безопасности энергоблока №3 Белоярской АС (продолжение)



Модернизированная СРК

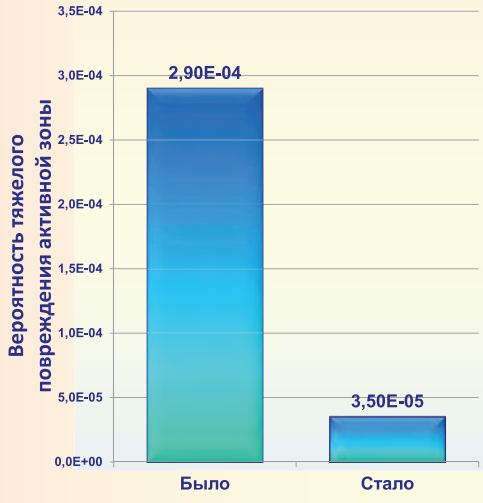
Щит дозиметрического

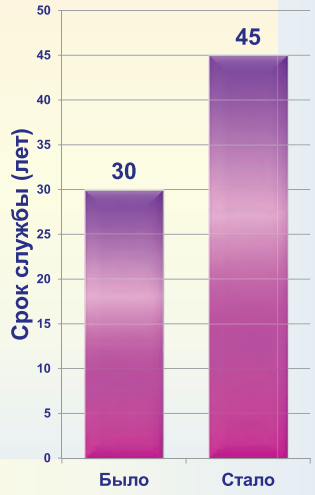


Радиометр загрязненных поверхностей РЗБА «Позитрон»

31

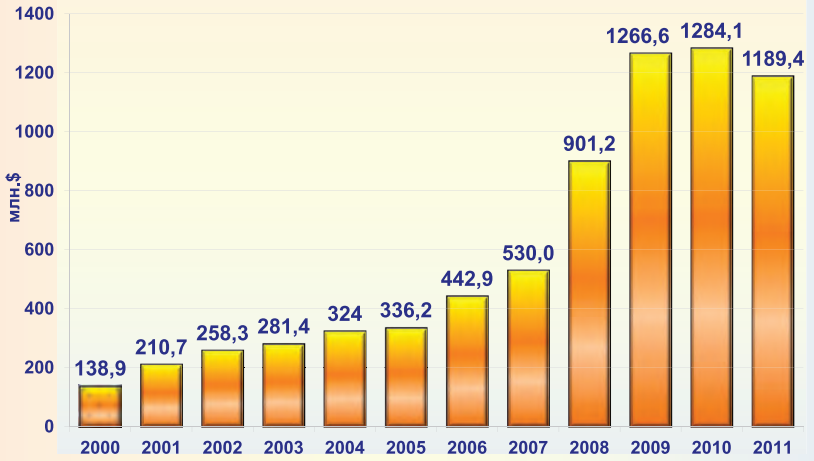
Энергоблок №3 Белоярской АС (БН-600)





32

Затраты на модернизацию АС



33

Перспективы развития топлива ВВЭР

- **Дальнейшее увеличение содержания урана-235 в топливе ВВЭР за счет повышения обогащения топлива свыше 5% (до 7%) на базе топливных таблеток 7,6/1,2 мм.**
- **Дальнейшее совершенствование топливных циклов:**
  - **улучшение показателей 18-ти месячного топливного цикла;**
  - **разработка смешанных топливных циклов;**
  - **обоснование применения эрбия в качестве выгорающего поглотителя.**

34

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЦЕЛИ ОАО «КОНЦЕРН «РОСЭНЕРГОАТОМ» ПО ПРИМЕНЕНИЮ МОХ-ТОПЛИВА В РЕАКТОРАХ БН И ВВЭР-ТОИ

- Ускоренное создание замкнутого топливного цикла для улучшения топливоиспользования путем замещения урана-235 плутонием при расширенном его воспроизводстве на базе реакторов на быстрых нейтронах.
  ОАО «Концерн Росэнергоатом» признал эту цель доминантной в стратегии развития.
- В планах:
  - Испытания в обоснование применения МОХ-топлива – 2016 г.;
  - Проектирование и создание единого производства таблеточного МОХ-топлива для реакторов ВВЭР-ТОИ и БН с 2012 по 2018 гг.

35

Внедрение робототехники для решения задач эксплуатации

- **Разработана и реализована на энергоблоке №1 ЛАЭС альтернативная технология восстановления телескопического соединения тракта (ТСТ) металлоконструкции и графитовой колонны.**

Достигнутые эффекты:

- снижение стоимости восстановления ТСТ 1-й ячейки ТК в три раза (в сравнении с традиционным способом);
- исключение образования высокоактивных ТРО;
- сокращение дозовых нагрузок на персонал в 200 раз;
- повышение производительности восстановления ТСТ в 3 раза





Робототехнический комплекс для доставки и установки устройств



36

Обращение с ОЯТ

В соответствии с «Программой создания инфраструктуры и обращения с ОЯТ на 2011-2020 годы и на период до 2030 года» планируется:

- **завершить сооружение комплекса разделки ОТВСЮ начать вывоз ОЯТ на ФГУП «ГХК»:**
  - **Ленинградская АЭС 2012 год,**
  - **Курская АЭС 2013 год,**
  - **Смоленская АЭС 2015 год;**
- **начать отправку некондиционных ОТВС РБМК на переработку на ФГУП «ПО Маяк» в 2013 года.**



Выполнение работ по разделке ОТВС РБМК и отправке в ФГУП «ГХК»

В декабре 2011 года на Ленинградской АЭС начат этап пусконаладочных работ под нагрузкой с разделкой ОТВС на пучки твэлов (ПТ) и загрузкой контейнеров ТУК-109.

В готовности к загрузке ОЯТ 48 контейнеров ТУК-109



Вывоз ОЯТ РБМК с АЭС

- **В марте 2012 года с Ленинградской АЭС в хранилище ФУП «ГХК» отправлен первый опытный эшелон в составе 2 ТУК-109, загруженных ОЯТ РБМК. Ведутся работы по загрузке контейнеров второго эшелона.**
- **Всего в 2012 году планируется отправка трех эшелонов из 8 ТУК каждый**



Выполнение пост-фукусимских оценок и проверок безопасности АС

- **Выполнена углубленная оценка безопасности с использованием современных расчетных кодов, и перевыпущены обоснования безопасности:**
  - **всех действующих энергоблоков АС с реакторами РБМК-1000 и реакторами ВВЭР-440 первого поколения**
  - **всех энергоблоков Билибинской АС**
  - **энергоблока № 3 Белоярской АС**
- **Ведутся работы по углубленной оценке безопасности энергоблоков АС с реакторами ВВЭР и РБМК второго и третьего поколений**

Организация проведения совместного с Ростехнадзором анализа устойчивости АЭС

ОАО «Концерн Росэнергоатом»

- Генеральный проектировщик
- Главный конструктор
- Научный руководитель

Проведен анализ обеспечения безопасности при всех возможных внешних воздействиях

БалАЭС | БелАЭС | БилАЭС | КлнАЭС | КолАЭС | КурАЭС | ЛенАЭС | НвоАЭС | РстАЭС | СмоАЭС

«Отчёты о проведении анализа безопасности АЭС при экстремальных внешних воздействиях»

41

Результаты анализа устойчивости АЭС

1. За последние 10 – 15 лет проведена модернизация, направленная на повышение безопасности АЭС
2. Выявлены уязвимые места и перечень гипотетических исходных событий для каждой АЭС
3. Требуется реализация дополнительных мер по повышению живучести АЭС
4. В проектах АЭС рассмотрены меры не на все запроектные исходные события

- Потери всех источников отвода тепла от реакторной установки
- Полной и длительной (более 10 суток) потери связи АЭС с внешними источниками энергоснабжения
- Наложение 2-х и более отказов, не зависимых от исходного события

42

Значимые события
Комплексное противоаварийное учение с группой ОПАС на Нововоронежской АЭС 9-11 ноября

В КПУ приняли участие

- Группа ОПАС
- НВОАЭС
- 7 международных организаций и иностранных государств
- РОСАТОМ
- НФ АТЦ г. СПб
- администрация Воронежской области и г. Нововоронеж
- РОСТЕХНАДЗОР
- МЧС России
- Страховые компании





В ходе КПУ была успешно проверена готовность к действиям при экстремальных воздействиях на АЭС, приводящих к потере электроснабжения собственных нужд и подачи охлаждающей воды, с учётом проведённых стресс-тестов и уроков аварии на АЭС «Фукусима-1».

43

Результаты партнерской проверки ВАО АЭС

- **Оборудование и ресурсы, которыми располагает ОАО «Концерн Росэнергоатом», обеспечивают серьезную поддержку для выполнения действий по противоаварийному реагированию;**
- **После аварии на АЭС «Фукусима» были предприняты активные действия в области противоаварийной готовности и противоаварийных тренировок в целях обеспечения готовности ОАО «Концерн Росэнергоатом» к действиям в условиях запроектной аварии.**

44

Миссии OSART в России

По просьбе Правительства Российской Федерации международными экспертами МАГАТЭ были проведены миссии ОСАРТ по проверке эксплуатационной безопасности на российских АЭС:



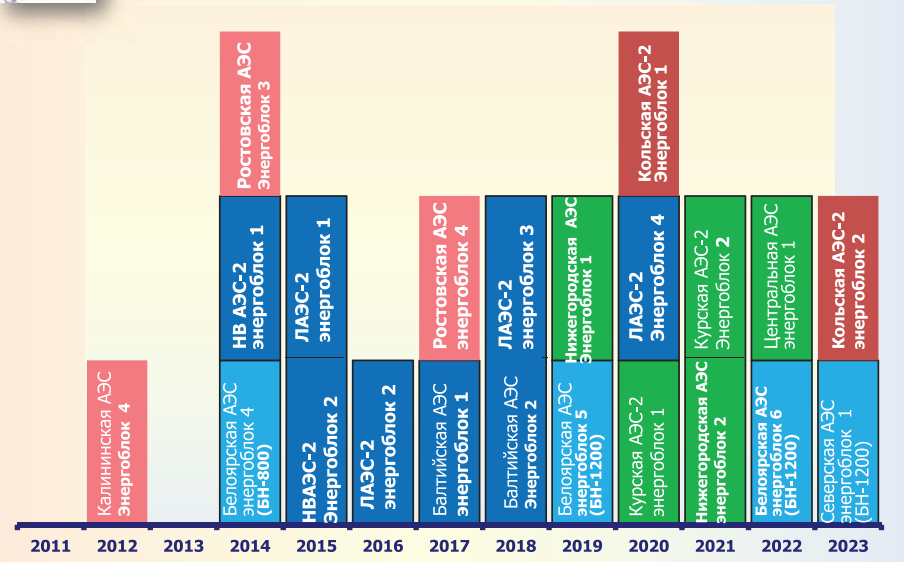
Проведение миссии OSART на Смоленской АЭС. Основные результаты

	Область проверки	Рекомендации	Предложения	Положительная практика
1	Управление, организация и администрирование		2	
2	Обучение и квалификация			1
3	Эксплуатация		3	1
4	Техническое обслуживание	1	1	2
5	Техническая поддержка	1	1	1
6	Опыт эксплуатации		1	2
7	Радиационная защита		2	2
8	Химия			1
	Всего:	2	10	10

Сооружаемые АЭС – текущее состояние

- **Достройка АЭС с ВВЭР-1000:**
  - Ростовская АЭС, энергоблок 3, 4
  - Калининская АЭС, энергоблок 4 (освоение мощности)
- **Сооружение АЭС по проекту АЭС-2006:**
  - НВАЭС-2, энергоблоки 1 и 2
  - ЛАЭС-2, энергоблоки 1 и 2
- **Сооружение АЭС с реактором БН-800:**
  - Белоярская АЭС, энергоблок 4
- **Сооружение плавучей АТЭС с реактором КЛТ-40** (Вилючинск)

Дорожная карта АЭС России



Сооружение новых энергоблоков

Белоярская – 4



49

Сооружение новых энергоблоков
Нововоронежская АЭС-2





50

Сооружение новых энергоблоков
Ленинградская АЭС-2





51

Сооружение новых энергоблоков
Ростовская АЭС, энергоблоки 3 и 4





52

Сооружение новых энергоблоков
Балтийская АЭС





53

АЭС ВВЭР-ТОИ
Защита от внешних воздействий

УРАГАНЫ, СМЕРЧИ

Расчетная максимальная скорость ветра 56 м/с (срываются крыши домов, крупные деревья вырываются с корнем, опрокидываются ж/д вагоны, сносятся автомобили с шоссе)

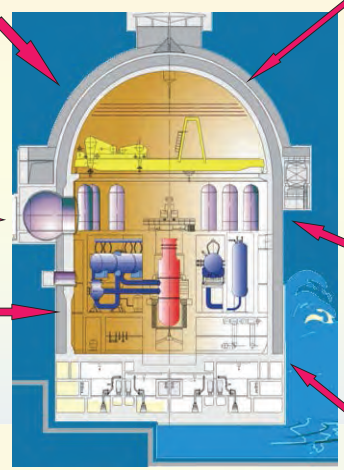
УДАРНАЯ ВОЛНА

с давлением во фронте 30 кПа



СЕЙСМИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ:
МРЗ – 7 баллов по шкале MSK-64
ПЗ – 6 баллов
ОПЦИЯ:
МРЗ – 9 баллов по шкале MSK-64
ПЗ – 8 баллов



ПАДЕНИЕ САМОЛЕТА

БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ:
20.0 тонн со скоростью 200 м/с
ОПЦИЯ: 400,0 тонн



НАВОДНЕНИЯ,ШТОРМЫ

Применительно к условиям конкретной площадки

ДЛИТЕЛЬНАЯ ПОТЕРЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПОДАЧИ ВОДЫ

54

Заключение

- Руководством и коллективом ОАО «Концерн Росэнергоатом» обеспечена безопасная эксплуатация энергоблоков АЭС России
- ОАО «Концерн Росэнергоатом» доказана способность адекватно, быстро и эффективно реагировать на новые вызовы в области безопасной эксплуатации АЭС
- Система обеспечения безопасности российских АЭС, основанная на концепции глубокоэшелонированной защиты, не нуждается в пересмотре и является основой технической политики эксплуатирующей организации ОАО «Концерн Росэнергоатом»
- ОАО «Концерн Росэнергоатом» в полной мере обеспечивает выполнение полномочий и ответственности эксплуатирующей организации, определенных законодательством Российской Федерации в области использования атомной энергии

55

МНТК-2012

Восьмая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики»

О стратегии ядерной энергетики России до 2050 года

Доклад подготовлен в Национальном исследовательском центре «Курчатовский институт» в 2010-2011 гг. экспертной группой в составе:

П.Н. Алексеев, В.Г. Асмолов, А.Ю. Гагаринский, Н.Е. Кухаркин, Ю.М. Семченков, В.А. Сидоренко, С.А. Субботин, В.Ф. Цибульский, Я.И. Штромбах

при поддержке широкого круга специалистов Курчатовского института.

Основные положения

Масштабы ядерной энергетики

Ядерная энергетика является неотъемлемой составляющей энергетики России в настоящее время и в обозримой перспективе. Масштабы ядерной энергетики до середины века, определяемые ростом энергетических потребностей, обеспечены доступными ресурсами делящихся материалов. Технологический потенциал обеспечивает возможные масштабы ее развития на длительную перспективу.

Основные положения

Замкнутый ядерный топливный цикл

Формирование крупномасштабной ядерной энергетики связано с организацией замкнутого топливного цикла, в котором ресурсная проблема решается вовлечением в цикл изотопов U-238 и Th-232. Централизованная переработка ОЯТ обеспечивает эффективный контроль за использованием расщепляющихся материалов в гражданских целях и надежное захоронение радиоактивных отходов.

Основные положения

Многокомпонентная структура

Многокомпонентная структура парка ядерных реакторов с эволюционным развитием каждого из направлений обеспечивает наиболее гармоничное сочетание ядерной энергетической структуры и внешней энергетической системы, минимизирует риски, обусловленные существенной неопределенностью перспектив как ресурсного обеспечения, так и использования новых материалов и технологий, в наибольшей степени удовлетворяет экономическим преференциям рыночного многообразия.

5

Основные положения

Задачи и гарантии обеспечения безопасности

Применительно к дальнейшему развитию ядерной энергетики и созданию новых поколений ядерных установок необходимо реализовать задачу максимального уменьшения их исходной опасности путем обеспечения внутренней самозащищенности с последовательным осуществлением стратегии глубокоэшелонированной защиты.

Для обеспечения гарантий безопасности ядерной энергетики следует выработать и внедрить в практику России международные критерии защиты от внешних воздействий и стихийных бедствий, а также систему мер управления тяжелыми авариями для устранения их последствий.

6

Основные положения

Приемлемая экономика

Длительные сроки функционирования объектов ядерно-энергетического комплекса и принципиальная неопределенность ценовых показателей исключают возможность использования формальных экономических критериев как определяющего фактора привлекательности структурного наполнения атомного кластера, но позволяют ориентироваться на оценку «сверху» приемлемых затрат через средние мировые затраты на первичную энергию. Согласно такой методике приемлемая для экономики России стоимость установленной мощности АЭС в настоящее время составляет около 2000 дол./кВт, а к 2030 году увеличится до 4000 дол./кВт.

7



Доля затрат на первичные энергоисточники от валового продукта в мировой экономике

8

Основные положения

Ближайшие перспективы

Коммерческий заказ для ядерно-энергетического сектора экономики в перспективе ближайших десятилетий будет сосредоточен на усовершенствовании реакторов на тепловых нейтронах, в первую очередь технологии корпусных легководных реакторов с обеспечением мощностного ряда для потребностей регионального развития в стране и в мире. Объективную перспективу имеют энерготехнологические возможности высокотемпературных реакторов, в том числе в области безопасности. Требования мирового рынка к быстрому реактору, предназначаемому для массового строительства, еще не сформированы.

9

Основные положения

Темпы развития

Структурные варианты развития ядерной энергетики, рассчитанные на установленную (с учетом экспортных поставок) мощность АЭС в 100 ГВт к 2030 году и 300 ГВт к 2050 году, с учетом ограничений по интегральному потреблению природного урана, его годовому потреблению и объему разделительных работ, демонстрируют необходимость серийного строительства быстрых реакторов с расширенным воспроизводством топлива ориентировочно с 2030 года.

10

Формирование структуры ядерных энергоисточников

Базовые расчетные параметры ядерной энергетики:

- Установленная мощность (максимальный вариант с учетом экспорта. Соответствует умеренному сценарию МАГАТЭ)
  2030 год – 100 ГВт(э)
  2050 год – 300 ГВт(э)

- Варианты сбалансированы по топливу: загрузки быстрых реакторов формируются из плутония, выделенного из ОЯТ после переработки.

11

Формирование структуры ядерных энергоисточников

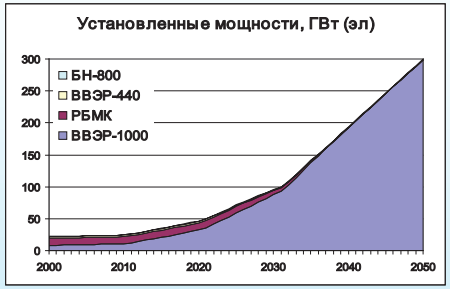
Основные характеристики реакторов по топливоиспользованию

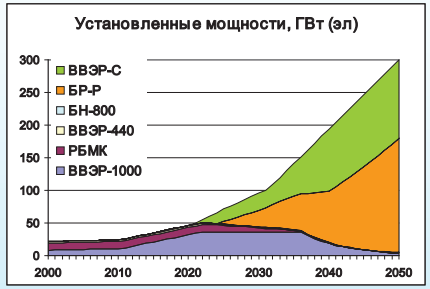
Реактор	Удельный расход природного урана, т/ГВт	Удельная наработка плутония, кг/(ГВт⊠год)	Удельная стартовая загрузка плутония (по делящимся изотопам), т/ГВт	Удельная избыточная наработка плутония, кг/(ГВт⊠год)
ВВЭР	170	245		
ВВЭР-С	135	219		
ВТГР	140			
ВВЭР-МОХ		711	2,7	
БН-1200			4,17	145
БР-К			5,0	56
БР-К (U)	1610 (стартовая загрузка)			50
БР-Р			2,83	345

12

Формирование структуры ядерных энергоисточников

Структурные варианты развития ядерной энергетики

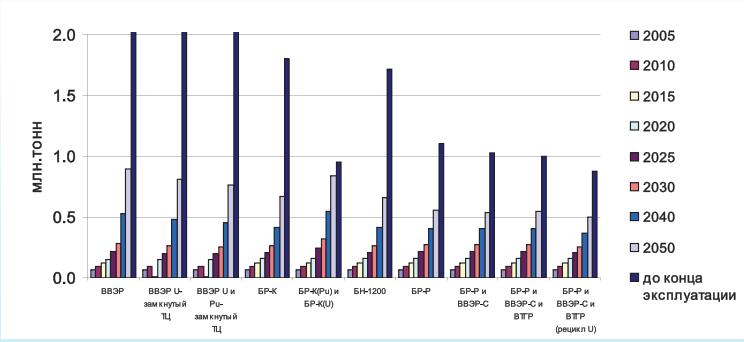




Открытый топливный цикл без переработки ОЯТ. Новое строительство – реакторы ВВЭР.

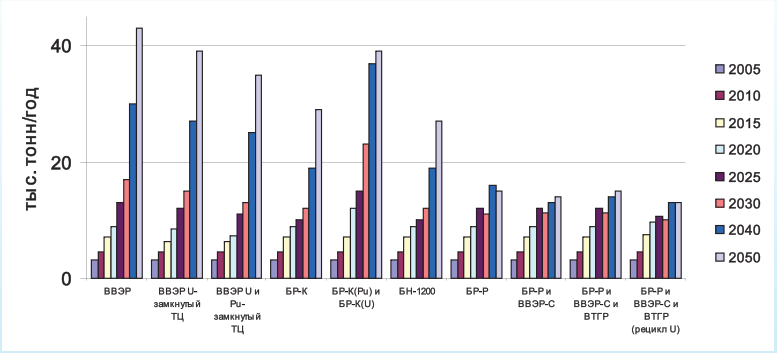
Замкнутый топливный цикл. Новое строительство – реакторы ВВЭР, быстрые реакторы БР-Р, с 2020 г. модернизированный ВВЭР-С с повышенным воспроизводством (до 0,8).

Формирование структуры ядерных энергоисточников



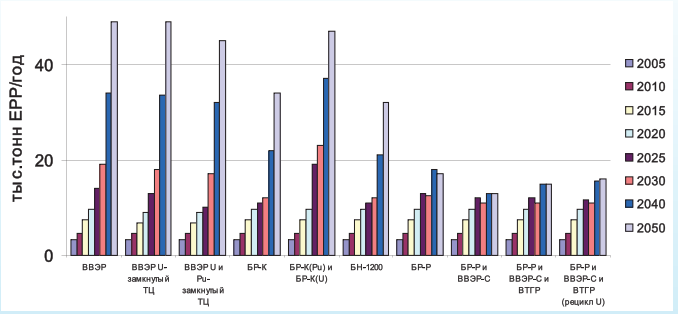
Интегральные потребности в природном уране

Формирование структуры ядерных энергоисточников



Годовое потребление природного урана

Формирование структуры ядерных энергоисточников



Годовой объем работ разделения

Существующие и перспективные реакторные технологии до середины 21 века

– БН – быстрые реакторы с натриевым теплоносителем;
– ВВЭР – эволюционное и инновационное развитие;
– Реакторы средней мощности для региональной энергетики и коммунального энергоснабжения на базе технологии ВВЭР и судового реакторостроения;
– Реакторы малой мощности для локального и местного энергоснабжения;
– Газоохлаждаемые реакторы для высокотемпературных промышленных технологий.

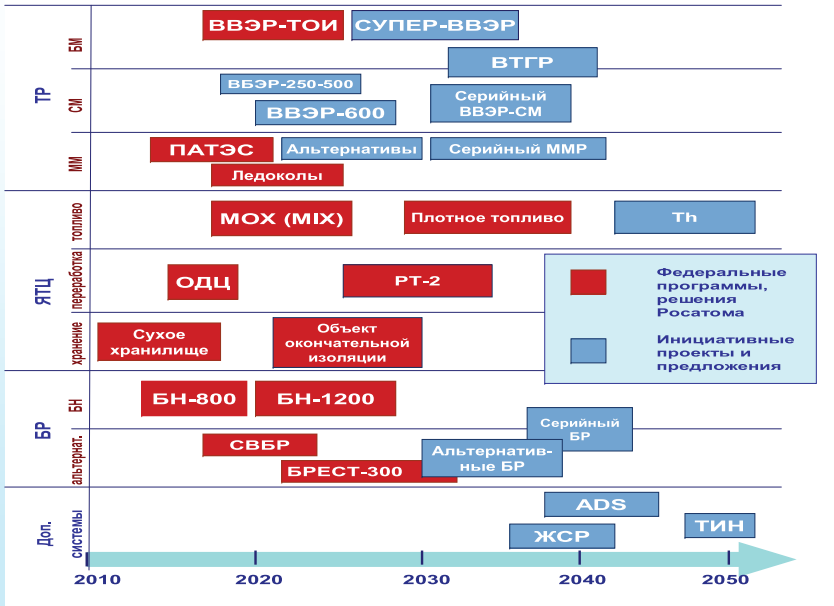
17

Альтернативные варианты ядерной энергетики

- Быстрые реакторы с тяжелыми теплоносителями;
- Бесхимические бридеры;
- Электроядерные установки;
- Термоядерные источники нейтронов.

18

Дорожная карта освоения ядерных технологий в России



Основные положения альтернативной концепции (*отличие от предлагаемой*)

- Отрицание перспективы развития энергетики на корпусных легководных реакторах и необходимость его целенаправленного сворачивания (ускоренный вывод ЛВР и ускоренный ввод БР с КВ ~ 1);
- Отрицание необходимости высокого воспроизводства в БР и достаточность масштабов ЯЭ до 2100 года , обеспечиваемых такими реакторами с КВ ~ 1 при располагаемых ресурсах урана.
- Использование в качестве базового условия формирования этой концепции – сооружение АЭС только с реактором «естественной безопасности».
- Отрицание многокомпонентной структуры ЯЭ (по назначению и типам реакторов).

20

Оценка этих положений

1. Неприемлемость использования в качестве базового условия выбора концепции: применение единственного решения - условно безопасного реактора (характеризуемого как «естественно безопасный») без практического подтверждения декларируемых характеристик.
2. Искусственное ограничение масштабов и областей применения ЯЭ не только в первой половине 21 века, но и за его пределами, и игнорирование уникальных возможностей воспроизводства ядерного топлива в БР при нереализуемости названных базовых целей в реальной практике будущих десятилетий.

21

Заключительные положения

1. Цели стратегии и базовые критерии выбора ядерных установок при формировании стратегии развития ЯЭ:
   - Практическая осуществимость;
   - Экономическая и потребительская приемлемость;
   - Минимизация угрозы распространения ядерного оружия;
   - Обеспечение ядерной безопасности гражданского применения.

22

Заключительные положения

2. Взвешенное сопоставление различных подходов и выбор практических путей и технических решений должны быть предметом формирования государственной стратегии развития ядерной энергетики, обеспечивающей реализацию принципиальных достоинств использования ядерной технологии в энергообеспечении, а также реальную гибкость и широкие возможности маневра в структуре ядерного топливного цикла и в преодолении экономических рисков при обязательном обеспечении ядерной безопасности и экологической приемлемости – в согласии с международными тенденциями и практическими подходами.

23

ЯДЕРНОЕ ТОПЛИВО ДЛЯ АЭС : СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В.Л. Молчанов
Заместитель исполнительного директора

Восьмая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики»
Россия, Москва, 23-25 мая 2012 года

Топливная компания Росатома ОАО «ТВЭЛ»

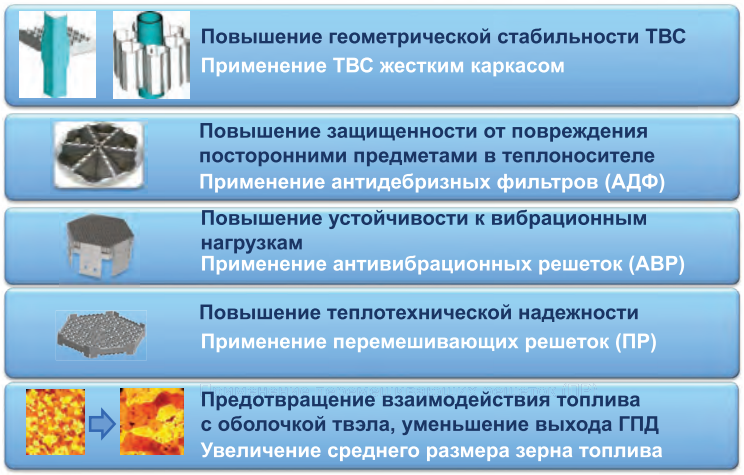
Научно-технический блок	Изготовление ГЦ	Конверсия и обогащение	Фабрикация ЯТ

- 1500 реакторо-лет успешной эксплуатации ядерного топлива на АЭС с ВВЭР
- 17% мирового рынка ядерного топлива для реакторов АЭС
- 45% мирового рынка обогащения урана

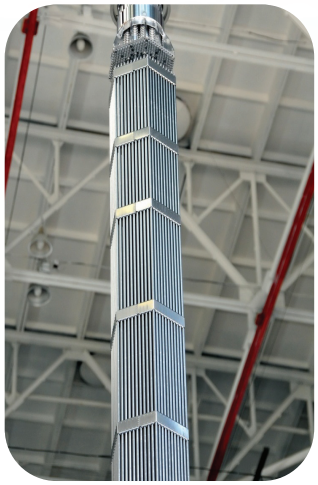
Наша цель



Повышение надежности ядерного топлива



Повышение экономической эффективности ядерного топлива



- Увеличение глубины выгорания топлива
- Повышение эксплуатационного ресурса топлива
- Создание условий для повышения тепловой мощности энергоблоков
- Обеспечение работоспособности ядерного топлива в маневренных режимах эксплуатации

Ядерное топливо ВВЭР-440
Современное состояние

АЭС с ВВЭР-440	Тип топлива	Обога-щение
Нововоронежская АЭС-3, 4 (Россия)	Штатное	3,82
Кольская АЭС-1, -2 (Россия)	Виброустойчивое исполнение	3,82
Кольская АЭС-3, -4 (Россия)	Второе поколение/РК-3	4,87/4,25
Ровенская АЭС-1,-2 (Украина)	Второе поколение	4,38/4,25
Армянская АЭС (Армения)	Виброустойчивое исполнение	3,82
АЭС «Дукованы»(Чехия)	Второе поколение	4,38/4,25
АЭС «Богунице (Словакия)	Второе поколение	4,87
АЭС «Моховце» (Словакия)	Второе поколение	4,87
АЭС «Пакш» (Венгрия)	Второе поколение	4,20
АЭС «Ловииза» (Финляндия)	Второе поколение	4,37/4,0

Ядерное топливо для ВВЭР-440



- Виброустойчивое топливо
  Обогащение 3.82%
  Таблетка 7.57/1.4
  1998-2002
- Топливо второго поколения
  Обогащение до 4.38%
  Таблетка 7.6/1.2
  2003-2011…
- Топливо второго поколения
  Обогащение 4.87%
  Таблетка 7.6/1.2
  2010
- РК третьего поколения
  Обогащение 4.87%
  Таблетка 7.8/0
  2010
- Топливо второго поколения
  Обогащение 4.87%
  Таблетка 7.8/0
  2012





Ядерное топливо ВВЭР-1000
Современное состояние

АЭС с ВВЭР-1000	Тип топлива
Нововоронежская АЭС-5 (Россия)	чехловая
Балаковсая АЭС (Россия)	ТВС-2М
Ростовская АЭС (Россия)	ТВС-2М
Калининская АЭС-1 (Россия)	ТВСА-АЛЬФА+12 ТВСА-12
Калининская АЭС-2, 3, 4 (Россия)	ТВСА-PLUS
Южно-Украинская АЭС (Украина)	ТВСА
Запорожская АЭС (Украина)	ТВСА
Хмельницкая АЭС (Украина)	ТВСА
Ровенская АЭС-3, 4 (Украина)	ТВСА
АЭС «Козлодуй»-5, 6 (Болгария)	ТВСА
АЭС «Темелин» (Чехия)	ТВСА-Т
АЭС «Тяньвань» (Китай)	УТВС+6 ТВС-2М
АЭС «Бушер» (Иран)	УТВС

Всего в мире эксплуатируется 31 энергоблок с реакторами ВВЭР-1000. Еще 2 энергоблока (АЭС «Куданкулам») находятся в стадии завершения строительства и подготовки к пуску

Ядерное топливо ВВЭР-1000
Современное состояние




Калининская АЭС
блоки №2, №3 и №4


Балаковская АЭС


Ростовская АЭС



ТВСА-PLUS и ТВС-2М обладают идентичными технико экономическими характеристиками, обеспечиающими:

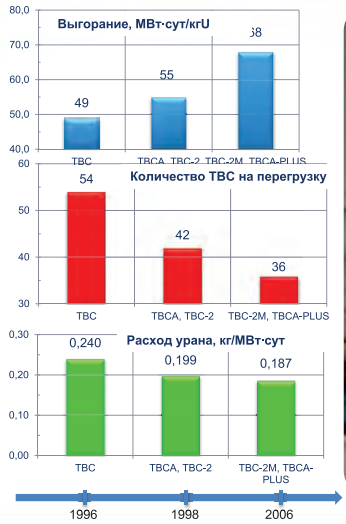
- ✓возможность повышения мощности РУ до 104 % от номинальной
- ✓18-ти месячный топливный цикл (подпитка 66 шт.)
- ✓выгорание в твэле - 72 МВт·сут/кгU
- ✓возможность эксплуатации в маневренном режиме (100-75-100 % Nэл)
- ✓защиту от посторонних предметов
- ✓ремонтопригодность в условиях АЭС

ТВСА-PLUS

ТВС-2М

Ядерное топливо для ВВЭР-1000







Ядерное топливо для ВВЭР-1000
Перспективы



ТВС четвертого поколения для ВВЭР-1000

- ✓топливный столб 3680 мм;
- ✓топливная таблетка 7.8х0 мм;
- ✓12 дистанционирующих решеток;
- ✓перемешивающие решетки;
- ✓хвостовик с АДФ;
- ✓антивибрационный нижний узел.

Этапы развития	
Технический проект	2012
Начало опытной эксплуатации	2014



Эффект от внедрения:

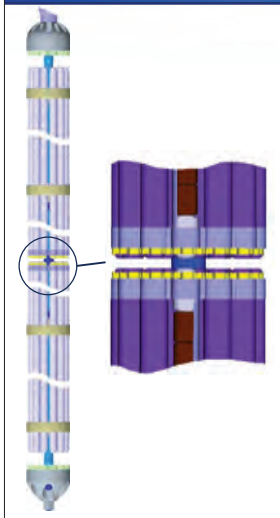
увеличение длительности ТК на 8 %,
или **сокращение ТВС подпитки на 10%,**
или **уменьшение обогащения подпитки на 7%,**
или **увеличение мощности на 10%**

Разработка ядерного топлива для ВВЭР-1200/1300
Направления развития

Базовая конструкция ТВС	Развитие конструкции ТВС	Повышение обогащения свыше 5 %
Nт= 3200 МВт Кампании от 300 до 540 эфф.суток Обогащение до 4.95% Таблетка 7.6/1.2мм, Высота а.з. 3730 мм Масса UO_2 534 кг Выгорание 64 МВт сут/кг U Суточные маневры 100-75-100 % Nэл Поставка топлива- 12.2012 г.	Nт= 3300 МВт Обогащение до 4.95% Таблетка 7.8/0мм Высота а.з.3730 мм Масса UO_2 580 кг Интенсификаторы теплообмена Суточное маневрирование 100-50-100 % Корректировка проекта - 2015 г.	Обогащение до 7% Уран-эрбиевое топливо Циркониевые сплавы Э110М, Э635М и Э125 Обоснование и разработка проекта - 2018 год 2-годичный цикл (кампания 680 эфф. суток) Уменьшение количества ТВС подпитки на 20% Повышение среднего выгорания топлива на 20-25 % Снижение топливной составляющей на 6 - 9 %

Совершенствование расчетных кодов:
- •Разработка кодов для связанных теплогидравлических и нейтронно-физических расчетов активной зоны;
- •Совершенствование методик расчета запаса до кризиса теплообмена по локальным параметрам;
- •Применение методик и кодов «наилучшей оценки»;
- •Использование статистических методов при расчете инженерных коэффициентов запаса.

Ядерное топливо для РБМК-1000



ТВС РБМК-1000
с центральным закреплением твэлов

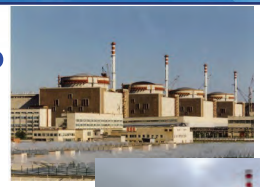
Обогащение 2,6% ^{235}U + 0,41%Er.
С 2002 года осуществлена эксплуатация 100 ТВС на энергоблоке 2 Ленинградской АЭС
Максимальное выгорание - 31 МВт·сут/кгU.
Среднее выгорание – 26 МВт·сут/кгU.

ТВС-Ц РБМК-1000
модернизированной конструкции

Обогащение 2,8% ^{235}U + 0,6%Er.
В 2014 году планируется загрузить первую партию на блок 3 Ленинградской АЭС.
Максимальное выгорание – 34,5 МВт·сут/кгU.

Конструкционные материалы
Использование циркониевых сплавов

ВВЭР



Zr-сплавы
(Система Zr-Nb)

РБМК



ПЭБ



Конструкционные материалы
Использование циркониевых сплавов



Промышленные Zr-сплавы для ТВС реакторов типа ВВЭР-1000:

Э635 – направляющие каналы и центральные трубы ТВСА и ТВС-2, уголки жесткости ТВСА;

Э110 – оболочки и заглушки твэлов, дистанционирующие решетки;

Э125 – чехлы 5-го блока ВВЭР-1000 НВАЭС

Развитие циркониевых материалов

Разработка модифицированных сплавов Э110М, Э125опт, Э635М направлена на решение задач:

1. **Повышения сопротивления радиационной ползучести и росту при сохранении коррозионной стойкости;**
2. **Применения модифицированных циркониевых сплавов в проектах АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ.**
3. **Обеспечения конкурентных характеристик по сравнению с зарубежными сплавами M5, Zirlo, Q (AREVA) и AXIOM (Westinghouse).**



Эксплуатация трех ТВС-2М, имеющих опытные твэлы с оболочками из сплавов Э110М, Э125 опт. и Э635М в реакторе ВВЭР-1000 с 2012 года.

Испытания твэлов нового поколения

(таблетки 7,6/1,2 мм, таблетки 7,8/0 мм, таблетки с крупным зерном)



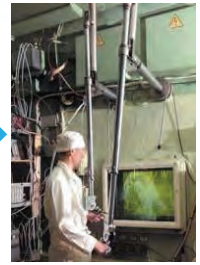
Калининская АЭС,
Кольская АЭС

2010



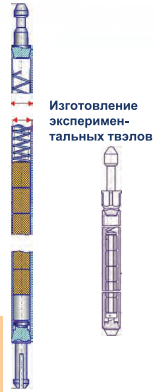
ТВСА

2011



Горячая камера

2012



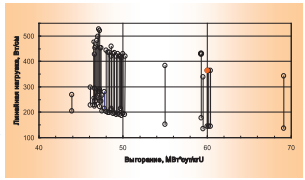
Изготовление экспериментальных твэлов

Реактор МИР

2012



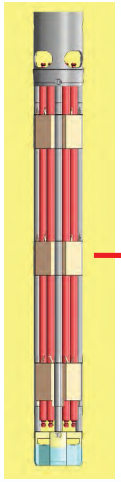
RAMP
2012-14



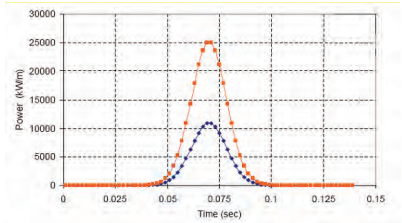
Экспериментальная поддержка критериев

(таблетки 7,6/1,2 мм, таблетки 7,8/0 мм)

Испытание твэлов в условиях RIA (2013-15)



Критериальные эксперименты с рефабрикованными твэлами и твэгами ВВЭР на импульсном реакторе БИГР.



Экспериментальная поддержка критериев

(таблетки 7,6/1,2 мм, таблетки 7,8/0 мм)

Испытание твэлов в условиях LOCA (2013-15)

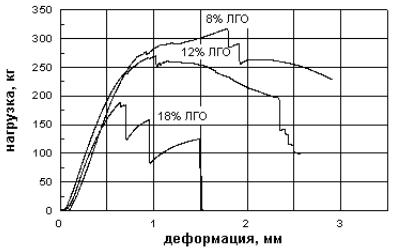


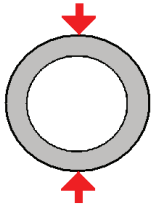
Необлученные оболочки

Облученные оболочки (реактор МИР)

Механические испытания твэлов

LOCA





Заключение (1)

1.Представленная работа – результат деятельности под руководством и по заказу ОАО «ТВЭЛ» научных и конструкторских организаций: НИЦ «Курчатовский институт», ОАО «ВНИИНМ», ОАО «ОКБ ГИДРОПРЕСС», ОАО «ОКБМ Африкантов», ОАО «НИКИЭТ, ОАО «ГНЦ НИИАР», ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», ГНЦ РФ ТРИНИТИ, а также заводо-изготовителей - ОАО «МСЗ», ОАО «НЗХК», ОАО «ЧМЗ» и ОАО «МЗП».

Заключение (2)

2.ОАО «ТВЭЛ» отмечает высокий уровень взаимодействия с ОАО «Концерн Росэнергоатом» в вопросах внедрения новых типов топлива и благодарит коллег за продуктивное сотрудничество.

Всемирная ассоциация организаций, эксплуатирующих АЭС

ROSATOM
MNTK-2012 is supported by the State Corporation "Rosatom"

MNTK-2012

ROSENERGOATOM
Organizer: JSC "Concern Rosenergoatom"

W A N O

Недавние изменение программ и структуры ВАО АЭС после аварии на АЭС Фукусима

Лоран Стрикер, Председатель ВАО АЭС

МНТК (8я Международная научно-техническая конференция)
Москва, 23 мая 2012 г.



Поднять на максимально возможный уровень безопасность и надёжность атомных электростанций путем совместной работы по оценке, сравнению с образцами и улучшению показателей работы за счёт взаимной поддержки, обмена информацией и заимствования лучшей практики.

W A N O

Миссия ВАО АЭС

Улучшения в ВАО АЭС

Предупреждение

↓

Предупреждение и Ослабление

W A N O

План действий ВАО АЭС



5 Рекомендаций

↓

Единогласное решение Генеральной Ассамблеи

↓

12 проектов

W A N O

Рекомендации, утвержденные в Шеньжене

- Расширение сферы деятельности ВАО АЭС:

- Расширить рамки деятельности ВАО АЭС и включить область противоаварийной готовности
- Расширить рамки деятельности ВАО АЭС и включить область управления тяжелыми авариями
- Расширить рамки деятельности ВАО АЭС для включения некоторых аспектов проекта

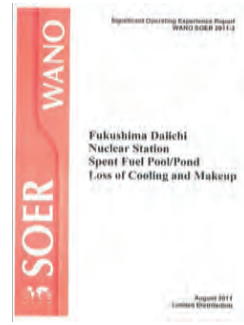
W A N O

5

Рекомендации, утвержденные в Шеньжене

- Расширение сферы деятельности ВАО АЭС:

- Расширить рамки деятельности ВАО АЭС для включения вопросов хранения топлива на площадке



W A N O

6

Рекомендации, утвержденные в Шеньжене

Стратегия реагирования на событие:

- Ввести в действие стратегию информирования о событии в «реальном времени»

- Внедрить комплексный план противоаварийного реагирования ВАО АЭС в координации с МАГАТЭ

W A N O

7

Рекомендации, утвержденные в Шеньжене

Доверие:

- Провести корпоративную партнерскую проверку каждой энергокомпании-члена в течение ближайших шести лет

- Повысить качество существующих партнерских проверок

- Повысить частоту проведения партнерских проверок ВАО АЭС до одного раза в каждые четыре года

- Ввести оценку ВАО АЭС, или «ранжирование», которое проводится после каждой партнерской проверки

W A N O

8

Рекомендации, утвержденные в Шеньжене

Пребывание в поле зрения общественности:

- Повысить уровень прозрачности и пребывания ВАО АЭС в поле зрения общественности

9

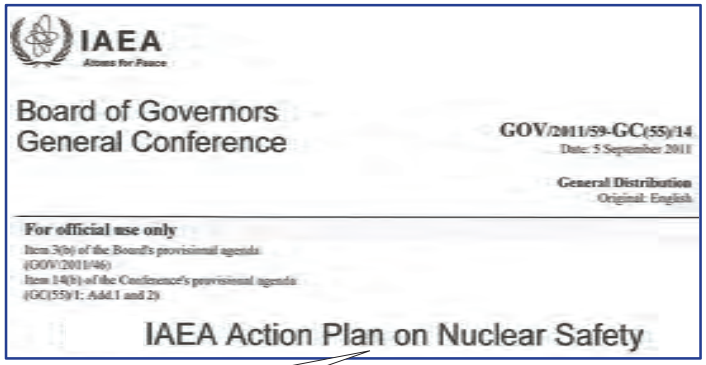
Рекомендации, утвержденные в Шеньжене

Внутренняя согласованность:

- Проводить оценки каждого региона ВАО АЭС, а также Лондонского офиса

10

Совместная работа в целях повышения эффективности


IAEA
Atoms for Peace

Board of Governors
General Conference

GOV/2011/59-GC(55)/14
Date: 5 September 2011

General Distribution
Original: English

For official use only

Item 3(b) of the Board's provisional agenda
(GOV/2011/46)
Item 14(b) of the Conference's provisional agenda
(GC(55)/1: Add.1 and 2)

IAEA Action Plan on Nuclear Safety

План действий МАГАТЭ по ядерной безопасности

11

Мы обязаны действовать !

Март 2011 г. : Фукусимская авария

Окт. 2011 г. : Решения Генеральной ассамблеи ВАО АЭС в Шеньжене об обновлении ВАО АЭС

Май 2013 г.: Генеральная ассамблея ВАО АЭС в Москве

Важный этап на пути обновления ВАО АЭС

2015 г.: Реализация в полном объеме

12

Международное Агентство по Атомной Энергии

План действий МАГАТЭ по ядерной безопасности в части эксплуатационной безопасности и эксплуатирующих организаций: организация реализации и промежуточные результаты

Мирослав Липар

Руководитель секции эксплуатационной безопасности

8я Международная научно-техническая конференция
Москва, 23-25 мая 2012 г.

Введение

Министерская конференция по ядерной безопасности (20-24 июня 2011 г.):

- **Генеральному Директору МАГАТЭ – подготовить и представить на Совет управляющих и на Генеральную конференцию отчет Министерской конференции и проект Плана действий, основанный на Министерской Декларации, выводах и рекомендациях рабочих сессий Министерской конференции.**
- **План действий утвержден Советом управляющих и одобрен Генеральной конференцией в сентябре 2011 г.**

План действий по ядерной безопасности

1. **Провести оценку слабых с точки зрения безопасности мест на АЭС**
2. **Усилить партнерские рассмотрения МАГАТЭ**
3. **Укрепить противоаварийную готовность и реагирование**
4. **Повысить эффективность национальных регулирующих органов**
5. **Повысить эффективность эксплуатирующих организаций**
6. **Рассмотреть и усилить стандарты безопасности МАГАТЭ и улучшить их внедрение**
7. **Повысить эффективность международной правовой системы**
8. **Способствовать развитию необходимой инфраструктуры государств-членов**
9. **Укреплять и поддерживать создание потенциала**
10. **Обеспечить постоянно ведущуюся защиту людей и окружающей среды от ионизирующего излучения в условиях ядерной аварийной ситуации**
11. **Повысить прозрачность и эффективность коммуникации**
12. **Эффективно использовать научно-исследовательскую и опытно-конструкторскую деятельность**



Оценка слабых с точки зрения безопасности мест

- **Методология МАГАТЭ для оценки слабых с точки зрения безопасности мест на атомных электростанциях в отношении экстремальных природных угроз, специфических для площадки**
- **Поддержка и консультирование государств-членов**





Оценка слабых с точки зрения безопасности мест

Международная экспертная миссия в Японию, январь 2012 г.

Миссия рассматривала четыре области:

- **Процесс рассмотрения и оценки регулирующего органа;**
- **Внешние угрозы и оценка запасов безопасности;**
- **Уязвимые места станции при полном обесточивании и при потере конечного поглотителя тепла;**
- **Управление тяжелыми авариями**

Усиление партнерских рассмотрений МАГАТЭ

- **Государства-члены настоятельно призываются к тому, чтобы регулярно и добровольно приглашать партнерские рассмотрения МАГАТЭ, включая последующие контрольные рассмотрения; Секретариату МАГАТЭ – своевременно реагировать на запросы подобных рассмотрений.**
- **МАГАТЭ – проводить оценку, и при необходимости повышать эффективность своих партнерских рассмотрений**

Усиление партнерских рассмотрений МАГАТЭ

- **IRRS + EPREV**
  - **Специальные «фукусимские» модули**
- **OCAPT**
  - **Модуль «Управление тяжелыми авариями», модуль «Корпоративная организация», новая методология, совещание ТМ**
- **Увеличение спроса на партнерские рассмотрения**



Укрепление противоаварийной готовности и реагирования

- **Сеть реагирования и помощи МАГАТЭ (RANET)**
  - **Следует продолжить оказание помощи в рамках существующей системы, определенной Конвенцией о помощи и соглашениями;**
  - **Помощь RANET, зависящая от ответственности Государства;**
  - **Государствам следует устанавливать и поддерживать договоренности в отношении оказания и получения международной помощи;**
  - **Полномасштабное использование сети RANET и расширение функциональных областей (оценка и консультирование компетентных органов в части ослабления на площадке) и обеспечение и поддерживание мощностей быстрого реагирования RANET.**

Повышение эффективности национальных регулирующих органов

- Международный семинар по регулированию ядерной безопасности, 19 января 2012 г. в Японии
- Миссия по комплексному рассмотрению системы регулирования (IRRS) – более системная и комплексная оценка национального регулирования и руководств
- В январе 2012 г. Секретариат выпустил отчет об основных результатах миссий IRRS за период 2006-2010 гг.
- С ноября 2011 г. миссии IRRS были проведены в Швеции, Швейцарии и Объединенных Арабских Эмиратах, а соответствующие контрольные миссии были проведены в Австралии и Канаде.

Повышение эффективности эксплуатирующих организаций

- Государствам-членам – обеспечить улучшение системы управления, культуры безопасности, управления кадровыми ресурсами и научно-технического потенциала в эксплуатирующих организациях; МАГАТЭ – оказывать поддержку в этих вопросах
- Каждому государству-члену, обладающему атомными станциями, на добровольной основе принять как минимум одну миссию Группы рассмотрения эксплуатационной безопасности МАГАТЭ (OSART) в течение трех следующих лет, изначально сосредоточив внимание на более старых станциях. В дальнейшем миссии OSART должны регулярно проводиться на добровольной основе.
- Секретариату МАГАТЭ – укрепить сотрудничество с ВАО АЭС с целью увеличения обмена данными об опыте эксплуатации, а также в других важных областях безопасности и инжиниринга.

Повышение эффективности эксплуатирующих организаций

- Сотрудничество с Всемирной ассоциацией организаций, эксплуатирующих АЭС (ВАО АЭС)
  - Координация с Партнерскими проверками
  - Стандарты безопасности
  - Страны, вступающие на путь развития ЯЭ
  - Новый МоВ, июнь 2012 г.



- Миссии OSART проведены на атомных электростанциях: Смоленской (Россия), Гонъянхэ (Китай), Каттеном (Франция), кроме того, состоялись контрольные посещения Южно-Украинской АЭС (Украина) и АЭС Рингхалс (Швеция).

Повышение эффективности эксплуатирующих организаций

- Миссии OSART в 2012 г.:
  - Китай, Бразилия, Мексика, Индия, Швейцария, Франция, Болгария, Чехия
- Практические договоренности между МАГАТЭ и:
  - Ядерной отраслью Китая (23 строительные компании).
  - INPO (в стадии подготовки)
  - JANTI (в стадии подготовки)
  - RINPO (в стадии подготовки)

Повышение эффективности эксплуатирующих организаций

- Форум сотрудничества ядерно-энергетической отрасли, Генеральная конференция-2012
- Семинары OCAPT в ходе подготовительного посещения
- Поддержка подготовки Кольской и Нововоронежской АЭС к OCAPT
- Помощь венгерской энергокомпании MVM
- Подготовка Корпоративных рассмотрений:
  - ЧЭЗ, Чехия, 2013 г.
  - ЭдФ, Франция, 2014 г.

Рассмотрение и усиление стандартов безопасности МАГАТЭ

- Систематическое рассмотрение стандартов безопасности МАГАТЭ
  - Требования для АЭС
  - Анализ неохваченных областей
- Рационализация процесса рассмотрения
- Доклад Генеральному директору МАГАТЭ
  - Июнь 2012 г.



Процедура разработки стандартов

Повышение эффективности международной правовой системы

- Совещание Международной экспертной группы по ядерной ответственности (INLEX)
  - май 2012 г., регулярное совещание
- Конвенция о ядерной безопасности
  - Внеочередное совещание, август 2012 г.



Государства-члены, вступающие на путь развития ядерно-энергетических программ

- Семинар по инфраструктуре
  - Январь 2012 г.
- Миссия INIR
  - Новые страны
- Руководство по Инфраструктуре безопасности, SSG-16



Укрепление и поддержание усилий по созданию потенциала

- Руководство по Созданию потенциала
- Самооценка, в том числе следующих областей:
  - Людские ресурсы,
  - Обучение и подготовка,
  - Управление знаниями и сети знаний



Защита людей и окружающей среды от ионизирующего излучения

- Подготовка к Международному экспертному совещанию (МЭС) «Вывод из эксплуатации и восстановительные меры после ядерной аварии», 1 кв. 2013 г.
- Учреждение международной программы «Модели и данные для оценки радиологического воздействия»



Коммуникация и распространение информации

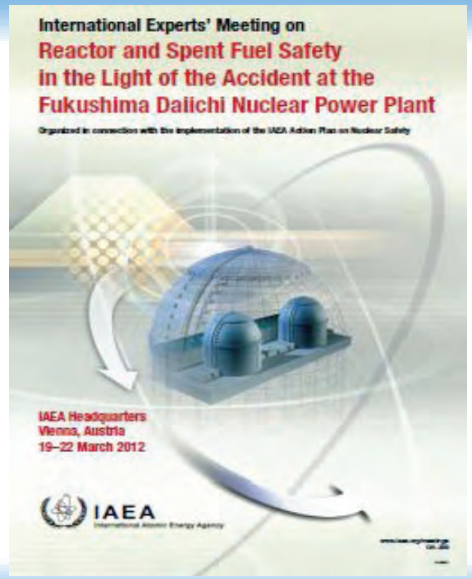
- Международные экспертные совещания (МЭС):
  - Повышение прозрачности и эффективности коммуникации, июнь 2012 г.
  - Восстановительные меры и вывод из эксплуатации, март 2013 г.
- Семинар по угрозам землетрясений и цунами, август 2012 г.
- Министерская конференция по ядерной безопасности
  - Префектура Фукусима, декабрь 2012 г.
- Конференция по эффективным системам регулирования, Канада, апрель 2013 г.



Научно-исследовательская и опытно-конструкторская деятельность

- Форум организаций научно-технической поддержки
- Укрепление координации и сотрудничества в научно-технической сфере между Государствами-членами
- Руководящий комитет, январь 2012 г.





МЭС «Безопасность реакторов и отработавшего топлива в свете аварии на АЭС Фукусима-Дайичи»

- Сочетание угроз и многоблочности станции
- Несколько предложений по изучению возможности выпуска новых руководств и документов МАГАТЭ
- Большее внимание вопросам ослабления аварий
- Управление тяжелыми авариями
- Ключевые системы для безопасного состояния
- Контрольно-измерительные системы для мониторинга
- Мобильное оборудование и объекты, на площадке и вне её
- Страны, вступающие на путь развития ЯЭ
- Философия и стратегии Глубокоэшелонированной защиты
- Вероятностные и детерминистические аспекты
- Безопасность ОЯТ: Потеря охлаждения; Потеря воды; Восстановление критичности; Генерация водорода; Пожары, связанные с цирконием; повреждение и выброс радиоактивности.

МЭС «Безопасность реакторов и отработавшего топлива в свете аварии на АЭС Фукусима-Дайичи»

- «Информацию о результатах таких экспертных совещаний Агентству следует сделать доступной для Комитетов по нормам безопасности и Комиссии по нормам безопасности (КНБ)."
- «Уроки, которые обсуждались на данном совещании, следует рассматривать в рамках ответных действий по Плану действий МАГАТЭ и оценивать на предмет учета в стандартах безопасности МАГАТЭ.»

МНТК-2012
Восьмая Международная научно-техническая Конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики »

Извлеченные уроки аварии на АЭС «Фукусима-1» для учета с целью обеспечения безопасности АЭС во всем мире

Др. Тадаси НАРАБАЯСИ
Ядерные Системы и Системы регулирования атмосферы
Университет Хоккайдо

Комитет по Исследованию Ядерной Безопасности
Атомное энергетическое общество Японии

ЦЕЛИ

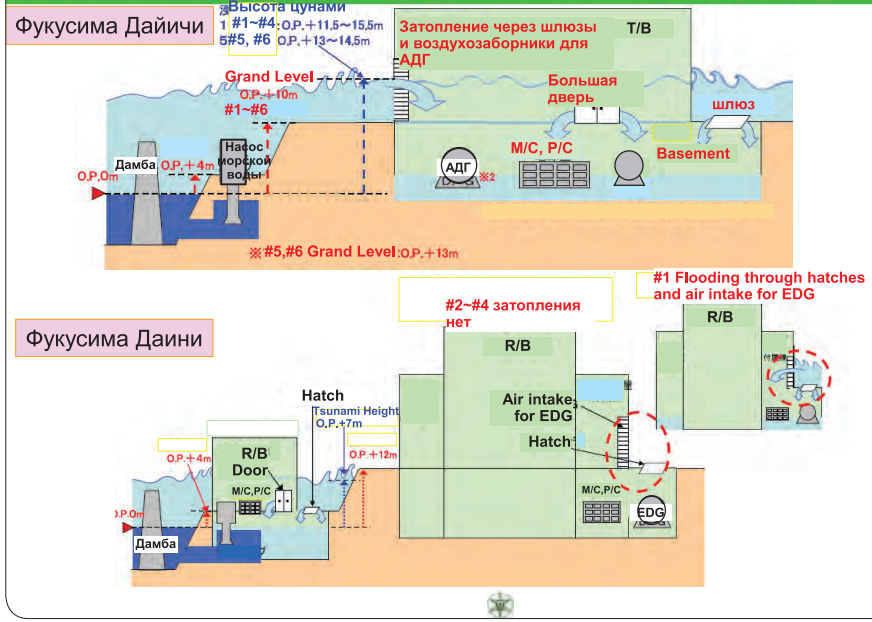
- 11 марта 2011 года, цунами, вызванное землетрясением в районе Тохоку у побережья Тихого океана, обрушилось на Атомную электростанцию Фукусима Дайичи, принадлежащую Токийской энергетической компании, в результате чего произошли аварии на ядерных установках блоков 1 – 4.

- Для повышения безопасности атомных электростанций в мире, мы искренне и усердно распространяем уроки, извлеченные из аварии и делаем предложения по повышению безопасности.

Зоны затопления цунами на каждой АЭС



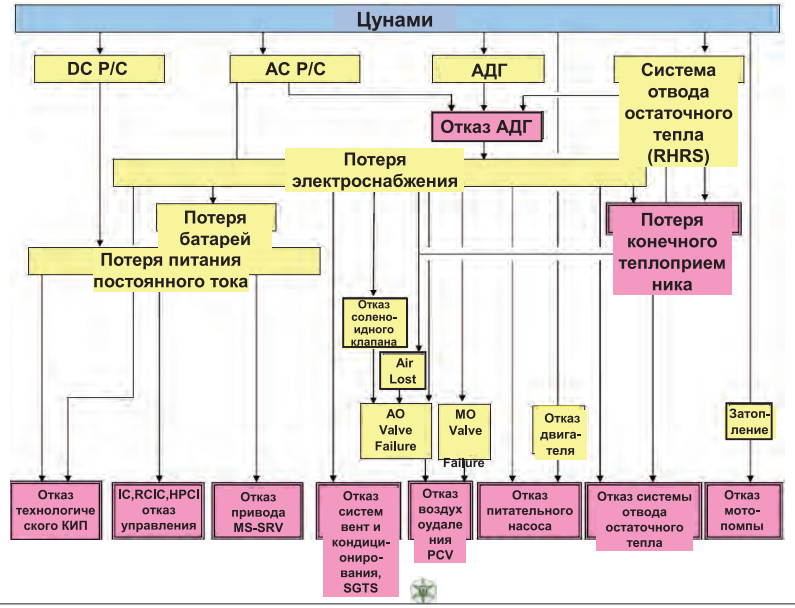
Зоны затопления цунами на каждой АЭС



АЭС Фукусима-Дайичи

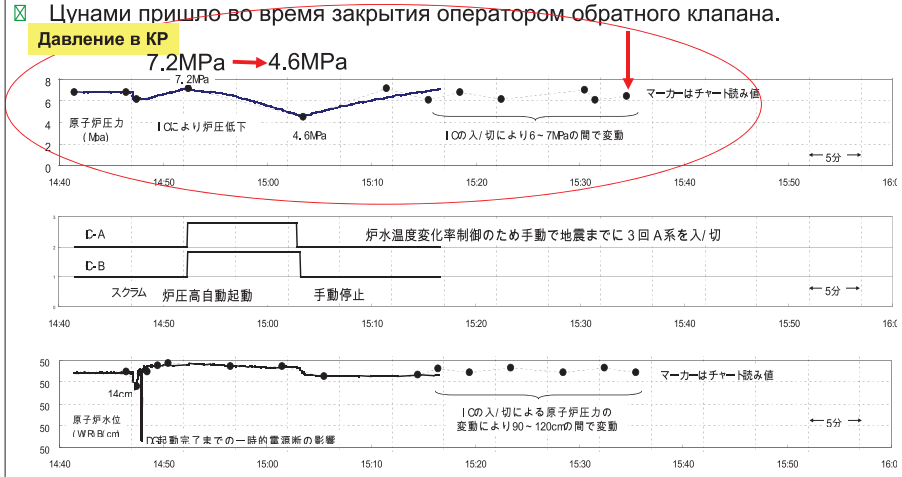
	#1	#2	#3	#4	#5	#6
ДГ	A:NG B:NG (T/B B1)	A:NG (B1) B:OK (FP/B 1F)	A:NG B:NG (T/B B1)	A:NG (T/B B1) B:OK (FP/B 1F)	A:OK->NG B:OK->NG (T/B B1) Водное охлаждение	A:OK->NG (R/B B1) Водное охлаждение B:OK (DG/B 1F)
Выключа-тель в металличес-ком корпусе	NG (T/B B1)	NG (T/B B1)	NG (T/B B1)	NG (T/B B1)	NG (T/B B1)	слабое (R/B B2F)
Энергцентр	NG (T/B B1)	слабое (T/B B1)	NG (T/B B1)	слабое (T/B 1F)	слабое (T/B 2F)	слабое (R/B B2F)
Аккумулятор постоянного тока	NG (C/B B1)	NG (C/B B1)	OK (T/B BM1)	NG (C/B B1)	OK (T/B BM1)	OK (T/B BM1)
САО3 Система авариной конденсации (RCIC)	HPCI:NG IC:OK(FC)	NG RCIC:OK	HPCI:OK RCIC:OK	(в КР нет топлива)	-	HPCS:OK (R/B B1)

Фукусима –Дайичи



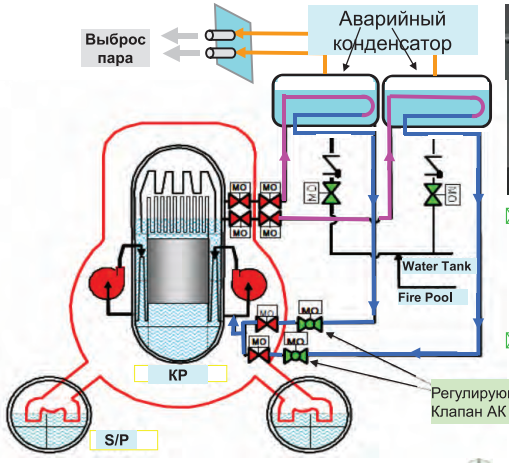
Аварийный конденсатор (конденсатор консервации активной зоны) мог эффективно охладить активную зону

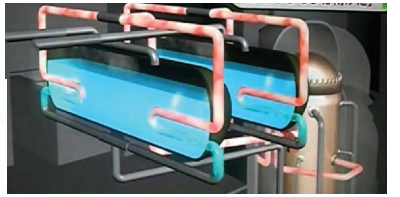
- Аварийные конденсаторы (АК) могли бы охладить активную зону с 7.2МПа до 4.6МПа за примерно 13 мин.
- До цунами, оператор вкл/выкл обратный клапан АК.
- Цунами пришло во время закрытия оператором обратного клапана.



Аварийные конденсаторы а блоке #1 были остановлены из-за срабатывания FC

- Потеря электроснабжения БЩУ от аккумулятора была обусловлена срабатыванием отсечного клапана МО на закрытие при отказе, вследствие чего АК был отсечен. Это была система с риском отказа. Если бы АК продолжил работать, авария вскорости была бы ликвидирована.

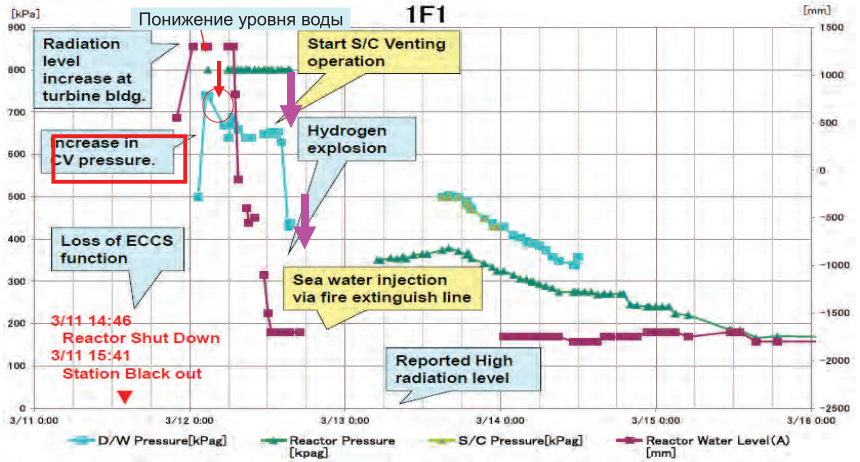




- Паровая турбина системы аварийной конденсации также была остановлена из-за потери питания от аккумулятора на блоках 2 и3.
- S/P температура и давление были настолько велики, что для впрыска воды потребовалось много времени.

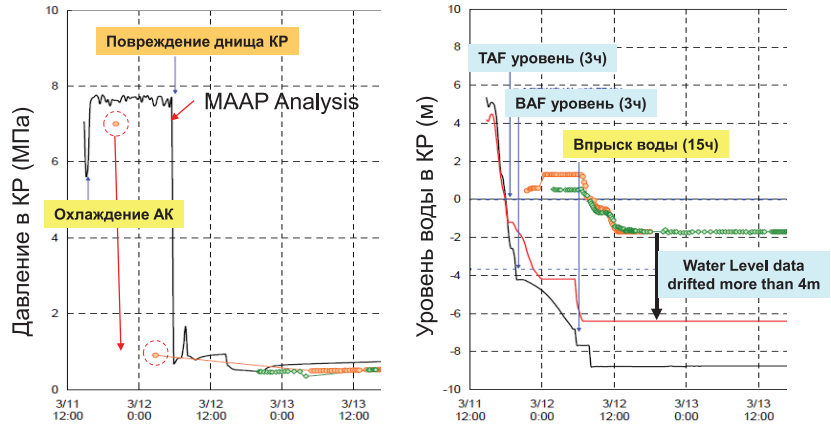
Динамика давления в защитном контейнменте блока 1

- После потери САОР и АК для охлаждения активной зоны, давление в защитном контейнменте увеличилось.
- Уровень воды понижался за счет испарения воды.
- Вырос уровень радиации в T/B.
- Взрывы водорода последовали после сброса давления через S/C отверстие.



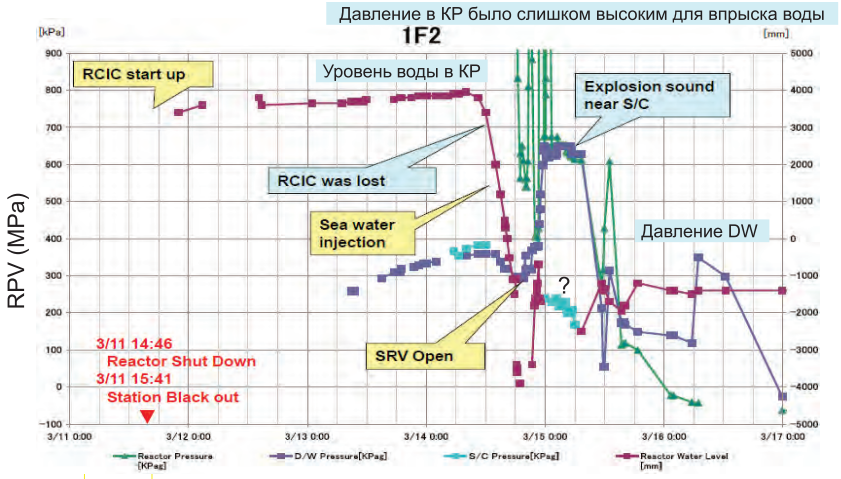
Давление и уровень воды в КР блока #1

- Результаты анализа показывают, что сброс давления КР началось до повреждения днища КР. Оно могло быть вызвано из-за расплавления трубок подвижной внутризонной ионизационой камеры в активной зоне.
- Измерение уровня воды было смещено из-за потери воды в опорной стойке, вызванной высокотемпературным перегревом активной зоны. Необходимо было подать воду в стойку.



Динамика давления в защитном контейнменте блока 2

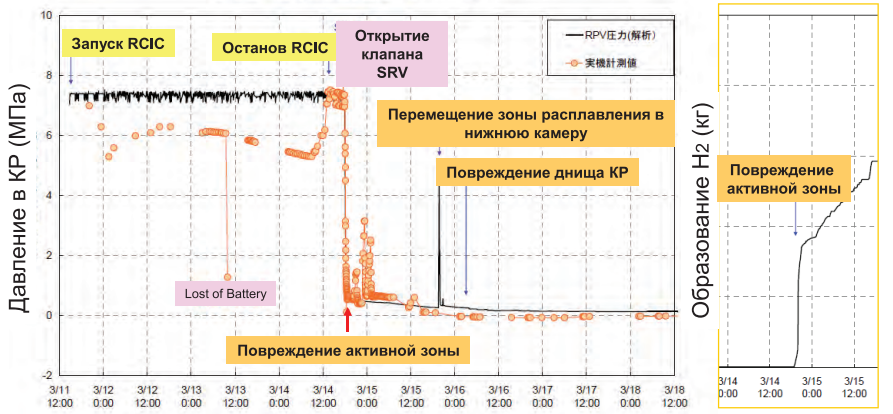
- После аварийного останова системы RCIC уровень воды стал повышаться.
- Давление в КР было слишком высоким для впрыска воды при помощи противопожарного насоса.
- Звук взрыва раздался возле S/C.



Отказ системы быстрого впрыска воды на блоке №2

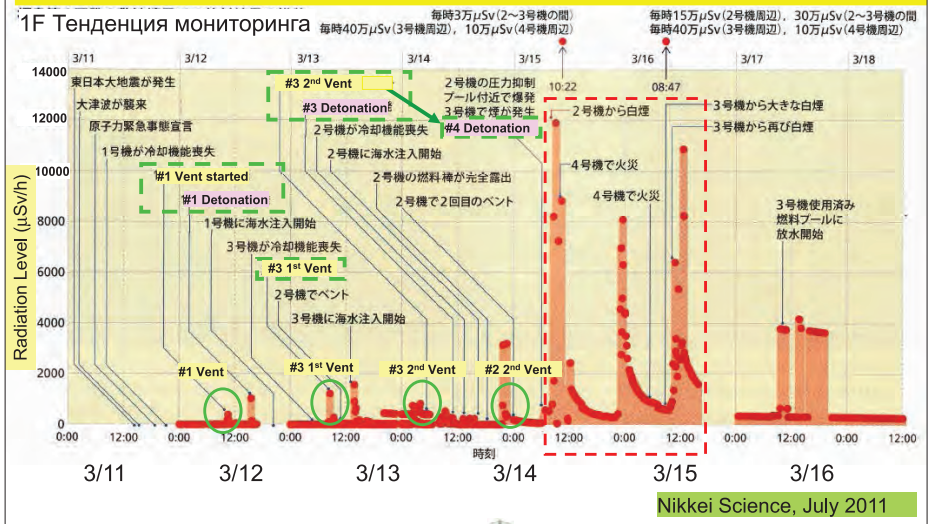
- Отказ системы быстрого впрыска воды после останова RCIC на блоке 2 обусловил повреждение активной зоны и начало образования H2 .
- Необходимо было использовать водоотливной насос высокого давления, приводимый в движение дизельным двигателем.

Тенденция изменения давления в КР блока #2



Повышение уровня радиации после разрыва защитного контейнмента

- Взрывы H2 возникали после операций по сбросу давления (на блоках #1, #3, #4)
- Уровень радиации повысился вскоре после разрыва защитного контейнмента блока #2

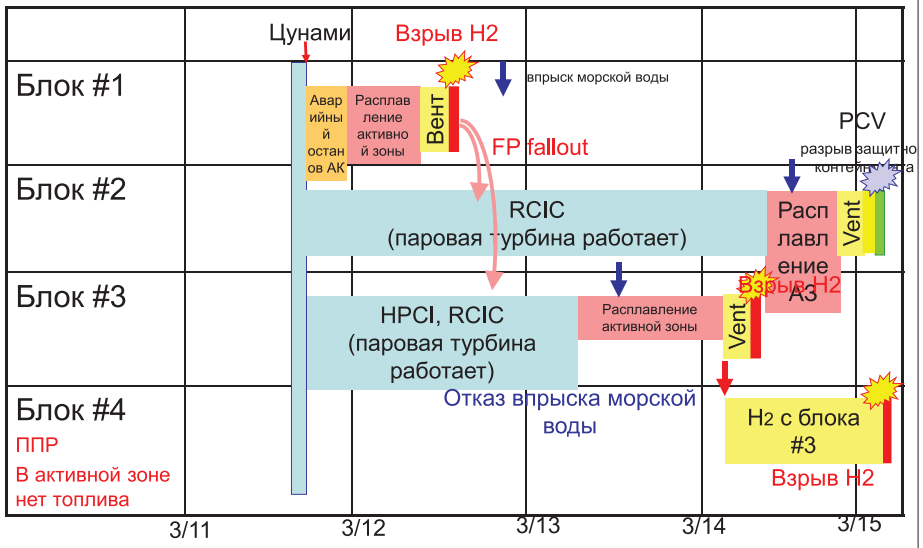


Nikkei Science, July 2011

Взрыв водорода и разрыв защитного контейнмента

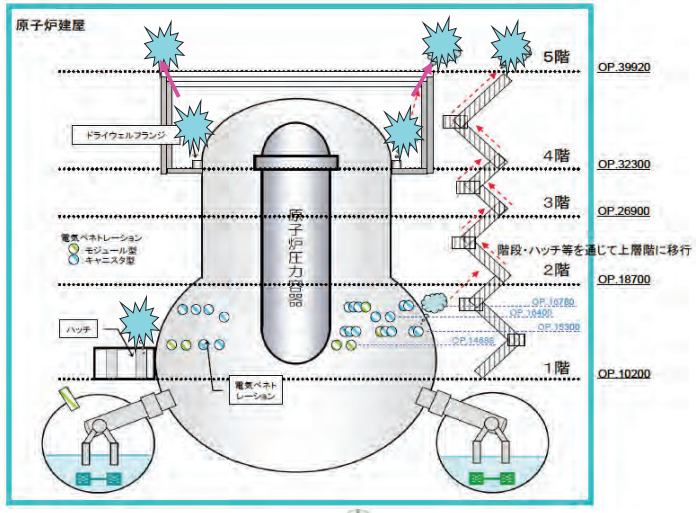


Тяжелые аварии на АЭС Фукусима-Дайичи



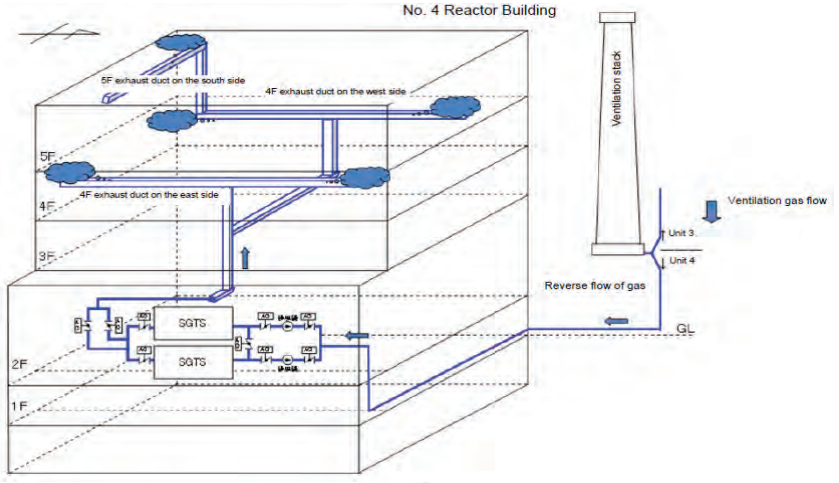
Путь утечки H2 из защитного контейнмента

- Верхние фланцы защитного контейнмента и люки вероятно являются путем утечки

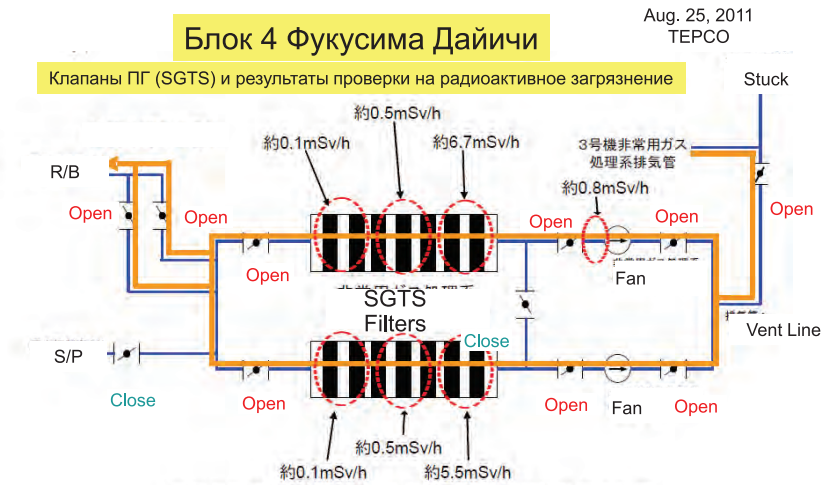


Причина взрыва H2 в здании реактора #4

- #4 был остановлен на ППР. В активной зоне не было топлива.
- Водород попал в блок №4 из блока №3 через SGTS

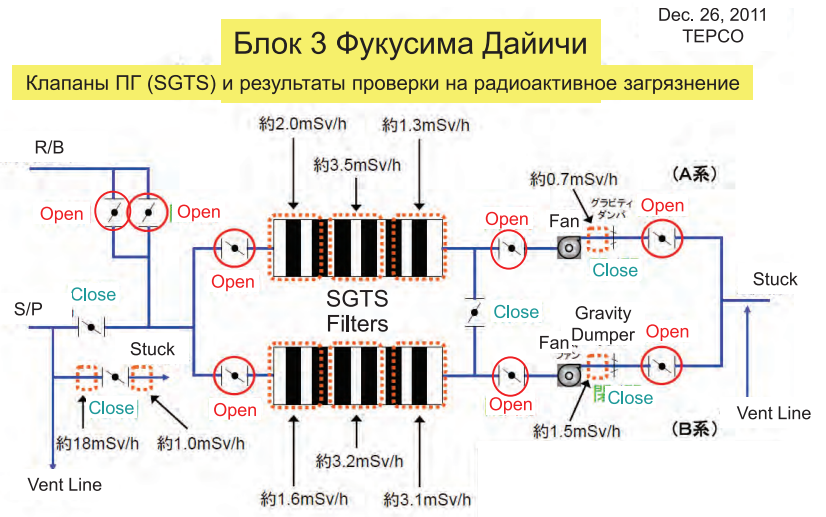


Фильтры ПГ блока #4' (SGTS) были загрязнены



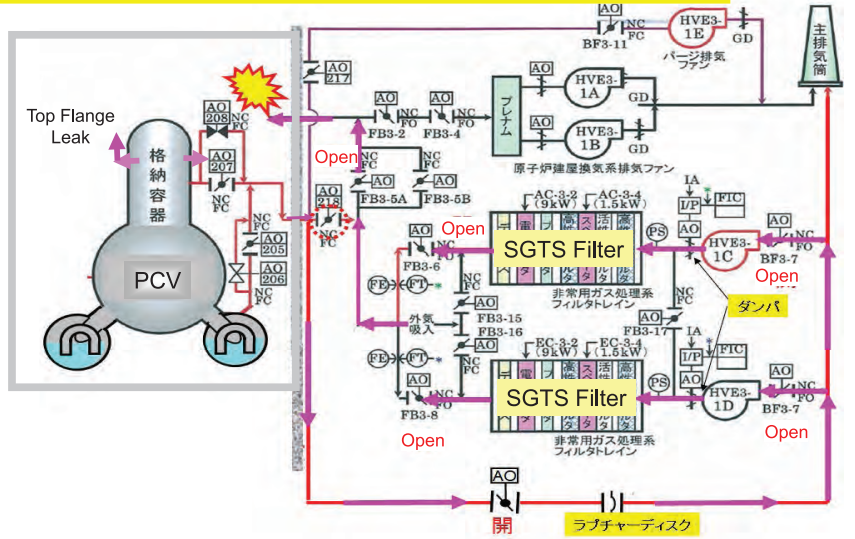
- Фильтры в ПГ показали, что H2 и делящиеся материалы попали в #4 R/B
- с блока №3

Фильтры ПГ блока #3' (SGTS) были загрязнены



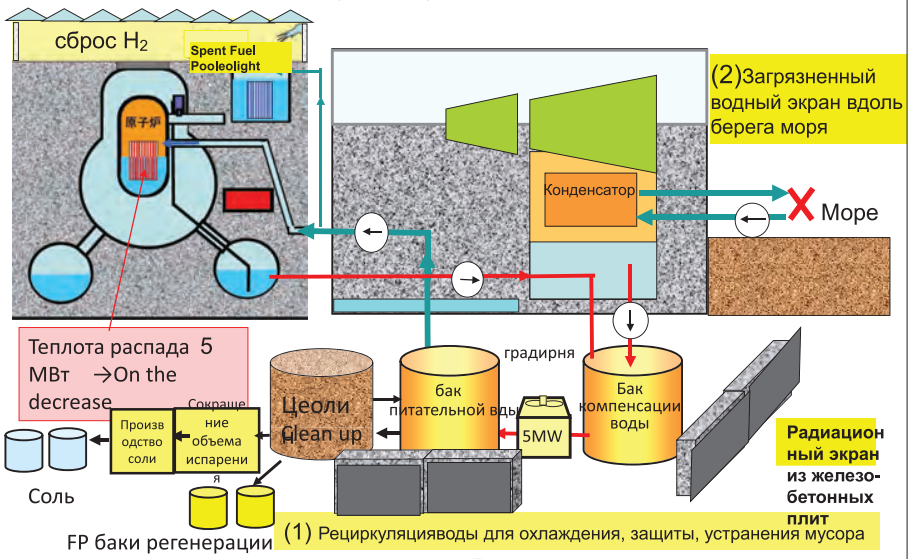
Вентиляция была причиной убийственного взрыва ?

Через открывающийся при отказе клапан SGTS H2 и делящиеся материалы попали в R/B



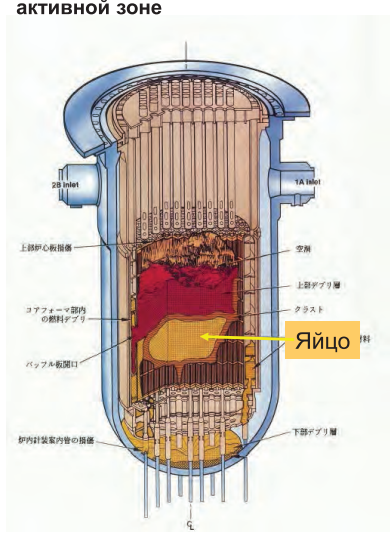
Система рециркуляции воды для охлаждения активной зоны

- 28 марта мы предложили систему рециркуляции воды для охлаждения активной зоны

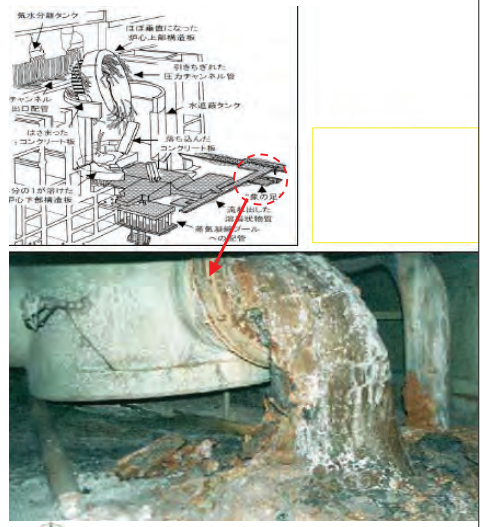


Крупное яйцо и слоновая нога

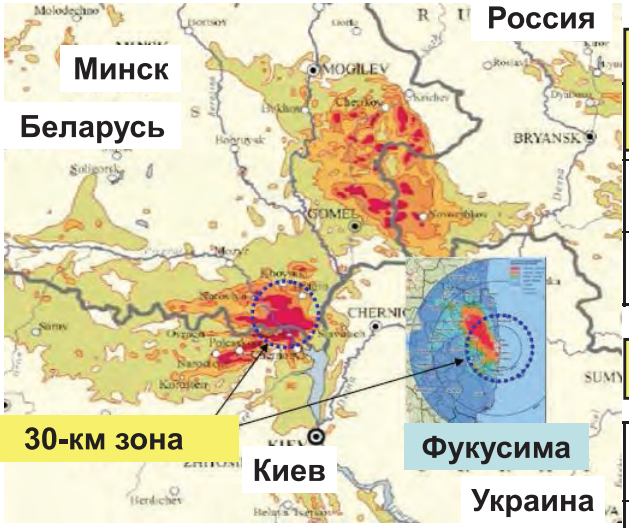
TMI-2: крупное яйцо в активной зоне



Чернобыльская АЭС: слоновая нога



Сравнение Чернобыля и Фукусимы

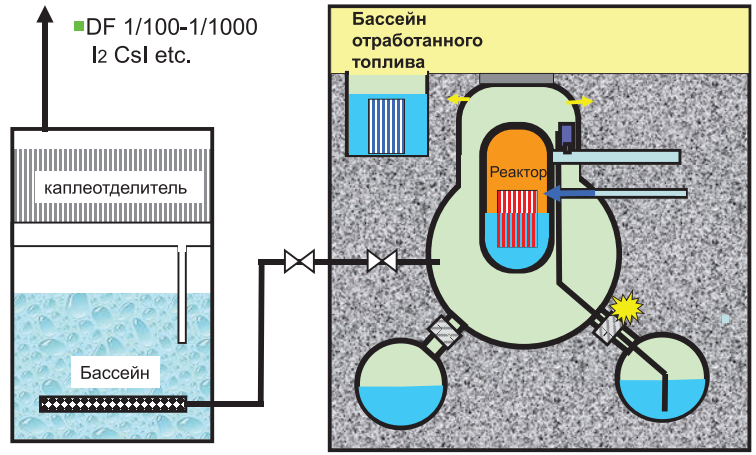


Выход делящихся частиц		
Cs,I	1	1/13
Всего	1	1/50

Тепловая мощность АЗ		
TMI-2	Черно быль	Fuku-shima
1	100	~0.01

Меры противодействия 1: фильтрация

- Уроки чернобыльской аварии подвигли на установку системы вентиляции с фильтрами для предотвращения выхода радиоактивных материалов (Франция, Германия, Швейцария, Финляндия, Норвегия)



Задачи вентиляционно-фильтрующей системы

(1)Предотвращение разрыва C/V
(2)Предотвращение выпуска радиоактивных веществ

АЭС Фукусима Дайичи
#1 C/V 7бар + вентиляция +взрыв H_2 ~1день
#2 C/V 7бар + вент. нет + разрыв C/V ~3.5дней
#3 C/V 6бар + вентиляция + взрыв H_2 ~3дня

Предотвращение разрыва C/V из-за избыточного давления + выход RI и H_2
• Вентиляционно-фильтрующая система защитного контейнмента (FCVS)

Подпитка и потеря воды в условиях длительнооого SBO & LUHS

Переоснащена в on 1992 для (локализации тяжелых аварий)

Предотвращение разрыва C/V вследствие превышения температуры + H_2 leakage
• специальная система аварийного отвода тепла (SEHR)

JSME visit Leibstadt NPP, Swiss, on Nov.11,2011

Посещение АЭС Chooz, EDF Франция





Посещение АЭС Лейбштадт, KKL Швейцария





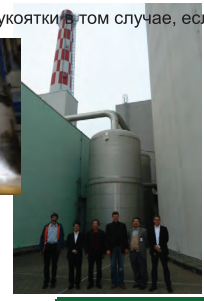
FCVS: Вентиляционно-фильтрующая система защитного контейнмента

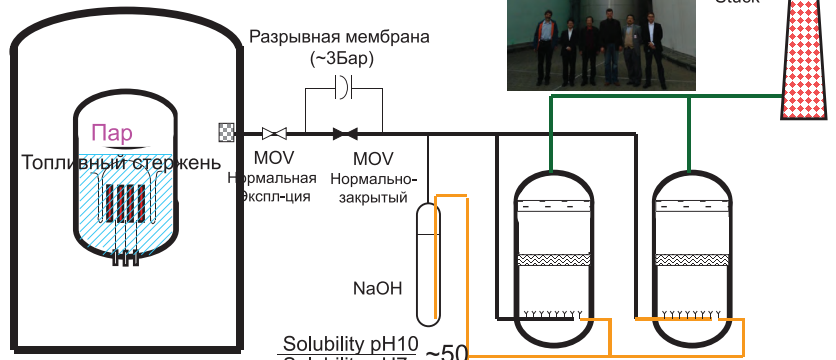
• Вентиляционный клапан открывается вручную при помощи рукоятки в том случае, если SBO DF
> 1000 аэрозоли
> 100 I_2









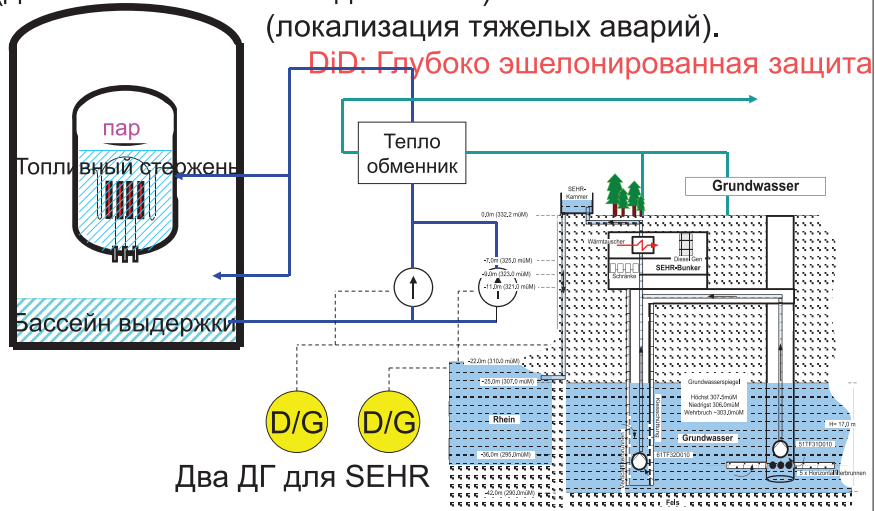


Backfitted on 1992 for (mitigation of Sever Accident)

SEHR: Специальная система аварийного отвода тепла

- После аварии на TMI-2, KKL переоснастил DiD3 (дополнительное охлаждение C/V) и DiD4 (локализация тяжелых аварий).

DiD: Глубоко эшелонированная защита



Два ДГ для SEHR

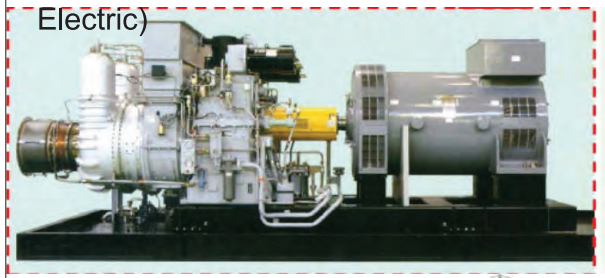
Специальный электрогенератор на высоте

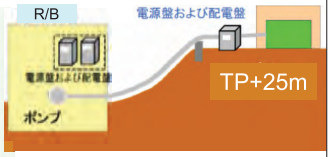
- Передвижной газо-турбинный генератор 4000кВА на 31-м парковке (Hepco)





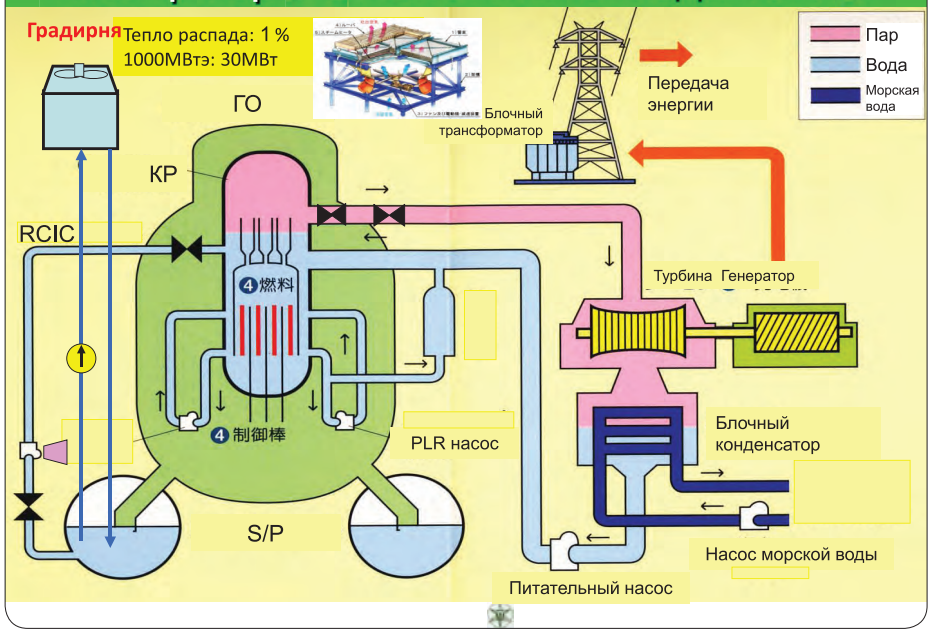
- Газо-турбинный генератор будет установлен на 25м (Chubu Electric)



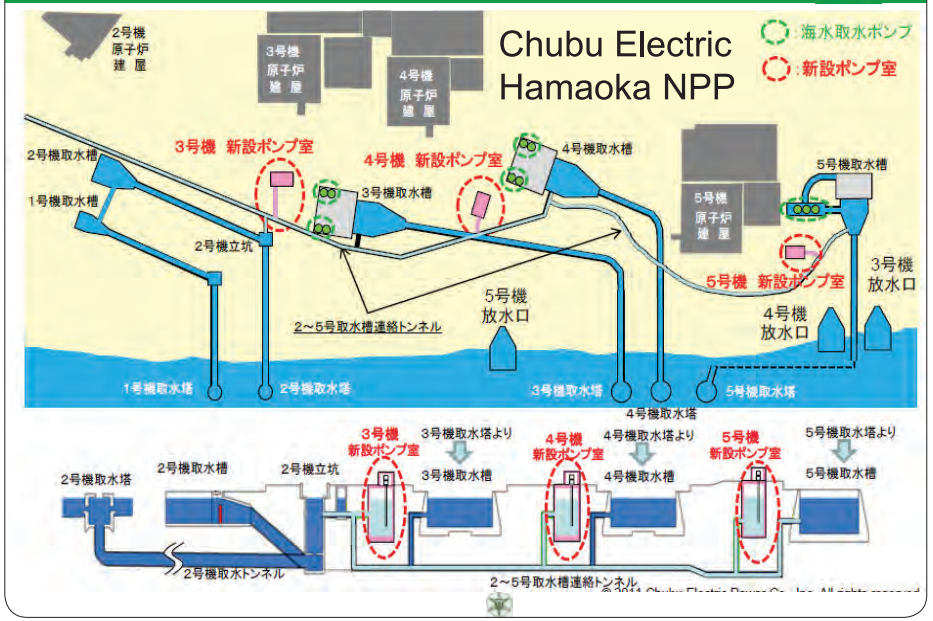


Газо-турбинный генератор
4000кВА, 3.2МВт
3.3кВ-6.6кВ
пуск за 40 сек

Контрмера 2. Система отвода тепла



Теплопоглощение сетью морской воды



Контрмера 3. Защита от цунами

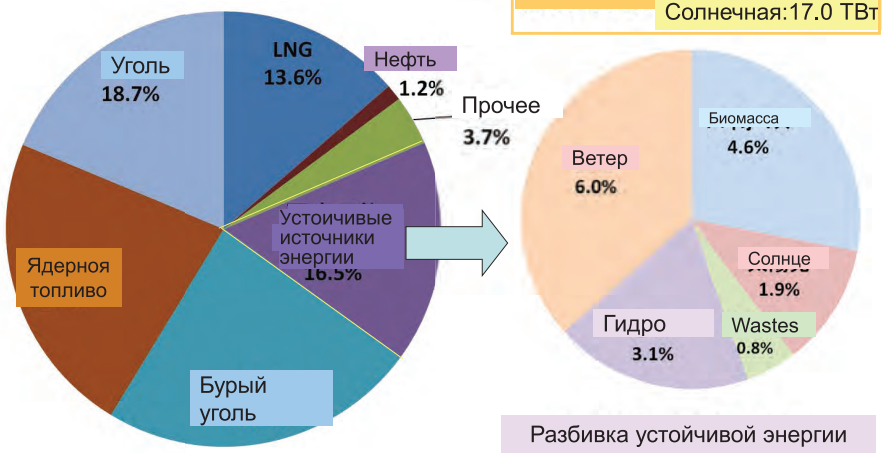
Diablo Canyon NPP



Пополняемые источники энергии в Германии: только 1.9% - энергия солнца

КИУМ

Ядерная: 20.3 Твт
Солнечная:17.0 ТВт



Источники энергии в Германии в 2010 году (Суммарно 6.2×10^{11}КВтч, ориентировочно) Статистика по пополняемым источникам энергии

Тепловая волна-убийца в Европе



Число жертв убийственной жары во Франции составило 50,000 умерших в 2003 и 2006 годах

Река Эльба, Дрезден, Германия, июль 2006



干上がったエルベ川 欧州【AFP＝時事】

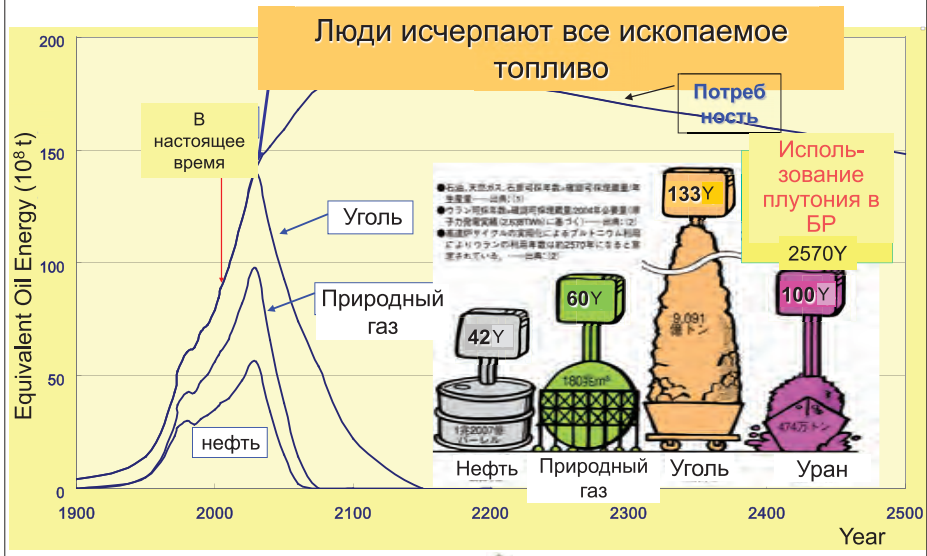


- Глобальное потепление приносит тепловые волны
- CO_2 может быть куда более опасным нежели радиоактивность

The death toll in France during a Europe-wide July h
estimated 40. But it was nothing like the summer of 2003, when killer heat combined
with social dysfunction, leaving 15,000 dead.

18

Оценка объемов энергии, полученной из ископаемого топлива



Прогресс в Малайзии, Kuala Lumpur



Образование в области атомной электроэнергетики в Малайзии



Заключение

- Аварии на АЭС Фукусима Дайичи будет положен конец, если достаточное исследование приведет к установке мер противодействия в отношении цунами, таких как водонепроницаемые двери, мобильные источники энергоснабжения и т.д.
- В Европе уже установлены система отвода тепла и вентиляционно-фильтрующие система как ответ на уроки, извлеченные из аварий на Три Майл Айлэнд и на Чернобыльской АЭС.
- Вентиляционная линия должна быть независимой от системы ПГ SGTS/ и стационарной линии системы вентиляции и кондиционирования.
- Учитывая извлеченные уроки из аварии на АЭС Фукусима мы должны долстичь первоклассного уровня безопасности на всех АЭС мира.
- Солнечной энергии и пополняемых источников энергии недостаточно для замещения ядерной энергии. Оба вида энергии должны использоваться в будущем.
- Образование в области атомной энергетики очень важно для поддержания технологии ядерной безопасности и культуры безопасности в мире.

20 лет Росэнергоатом

ОАО «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях»

Выполнение компенсирующих мероприятий на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» после аварии на АЭС Фукусима

Докладчик:
Заместитель Генерального директора –
директор по производству и эксплуатации АЭС
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Шутиков А.В.

23-25 мая 2012, г. Москва

Влияние аварий на концепцию обеспечения ядерной безопасности

Авария на АЭС «Три-Майл-Айленд», США, март 1979 г.



- разрушение АЗ реактора
- частичное расплавление топлива
- р/а вещества в основном остались внутри
- утечка радиоактивной воды на площадку АЭС

Авария на Чернобыльской АЭС, СССР, апрель 1986 г.



- тяжёлое повреждение АЗ реактора
- расплавление топлива
- загрязнение р/а веществами обширных территорий
- долгосрочное негативное влияние на здоровье людей
- психологическое влияние на общество

Реакция ядерного сообщества

1. Пересмотр роли человеческого фактора
2. Внедрение ВАБ
3. Улучшение систем безопасности
4. Совершенствование аварийного планирования

1. Изменение подхода к регулированию ядерной безопасности и проектированию АЭС
2. Создание международного режима ядерной безопасности (Конвенция ядерной безопасности)
3. Разработка новых принципов безопасности
4. Внедрение концепции культуры безопасности
5. Введение нового уровня защиты «управление аварией»

Основы безопасности

ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЙ БЛОК

КУЛЬТУРА БЕЗОПАСНОСТИ
- расстановка приоритетов
- человеческий фактор

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ БЛОК (техническое обеспечение безопасности)

- Федеральные законы (принципы ответственности)
- Система норм и правил
- Наличие государственной разрешительной системы (независимое регулирование)

БАЗА ЗНАНИЙ О ПРОЦЕССАХ И ЯВЛЕНИЯХ

ПРИНЦИП ЭШЕЛОНИРОВАННОЙ ЗАЩИТЫ
- Многократность барьеров безопасности
- Многообразие уровней защитных барьеров:
  - –предотвращаемые аварии
  - –уменьшение последствий аварии (управление аварией)

ЦЕЛЬ: предотвращение опасного радиационного воздействия на человека и окружающую среду при авариях

Три главные технические функции достижения ЯДЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

- Удержание под контролем цепной ядерной реакции деления
- Отвод тепла от ядерного топлива
- Удержание радиоактивных веществ в пределах барьеров

Два главных принципа реализации функций

- Принцип предотвращения аварий
- Принцип ослабления аварий

Уроки Чернобыля

- Безопасность стала главным приоритетом в деятельности Эксплуатирующей организации:
  - Уже в первые годы после аварии на всех реакторных установках аналогичных чернобыльскому типу были реализованы первоочередные мероприятия по повышению безопасности.
  - С участием международных экспертов был проведен анализ проектов АЭС, выявлены проблемы безопасности и намечены программы по их устранению.
- Создана система противоаварийного реагирования.

Передвижной аварийный дизель-генератор Нововоронежской АЭС



Баллоны БД САОР

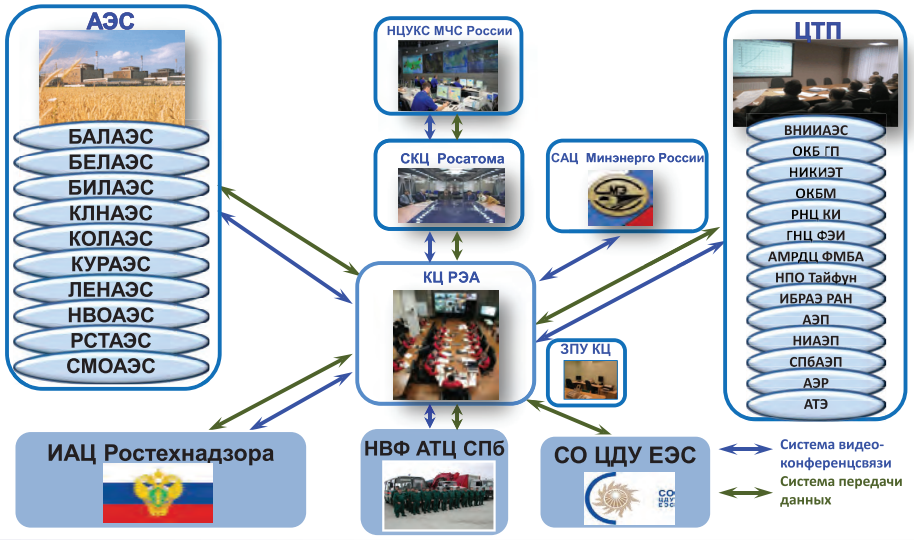


Тренажер УТЦ Ленинградской АЭС





Система противоаварийного реагирования на АЭС России



Актуализация проблем безопасности

События на АЭС «Фукусима» в Японии

Уровень 7 по шкале INES



Недостаточная эффективность принятых мер по исключению тяжёлых аварий



Воздействие внешних экстремальных событий природного характера и их сочетаний

Новый импульс рассмотрения безопасности АЭС на мировом уровне

Выводы из уроков аварии на АЭС Фукусима

Персонал, руководство АЭС и Эксплуатирующей организации должны быть нацелены на незамедлительные действия по предупреждению и смягчению последствий тяжелых аварий

На каждом энергоблоке должен быть организован запас неповреждаемых при стихийных бедствиях технических средств, обеспечивающих энерго- и водоснабжение для охлаждения реактора и отработавшего топлива

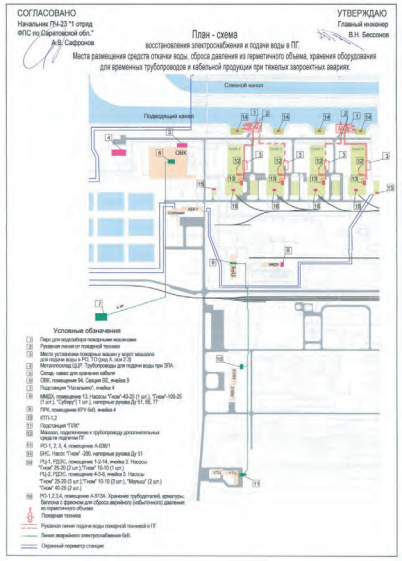
Восстановление электроснабжения и подачи воды для расхолаживания ядерного топлива в течение первых часов после полной потери энергоснабжения является ключевым критерием успеха

ЭО, органы исполнительной власти, международные организации и общественность должны быть своевременно проинформированы о событии на АЭС. Обеспечено привлечение внешней помощи со стороны правительства и международного сообщества.

Методология анализа состояния защищённости АЭС России при возникновении чрезвычайных ситуаций

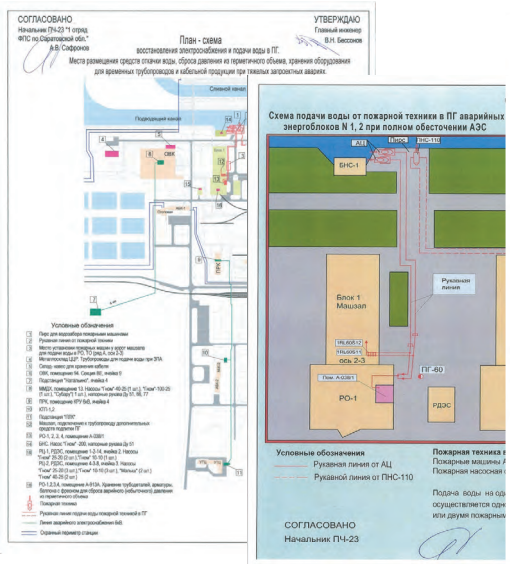


Мероприятия по разработке и совершенствованию противоаварийной документации



- **Разработаны и введены в действие «Карты действий персонала при ЗПА»:**
  - потеря внешнего электроснабжения и отказ всех ДГ;
  - накопление водорода и появление избыточного давления в ГО;
  - невозможность подачи воды в ПГ проектными способами;
  - угроза затопления РДЭС, БНС и минусовых отметок блоков АЭС и др.

Примеры карт действий персонала при ЗПА





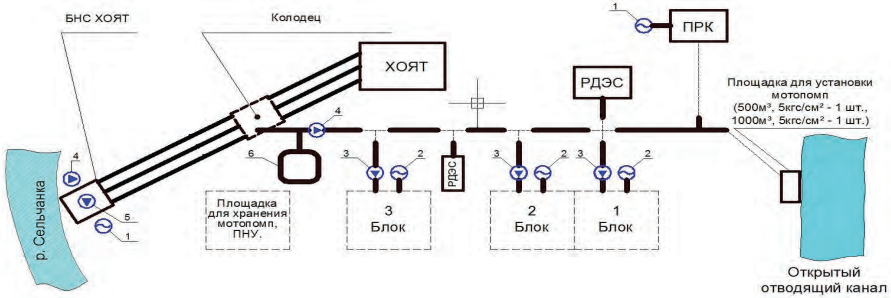
Мероприятия по повышению безопасности российских АЭС при экстремальных внешних воздействиях

Обеспечение электропитания

- **Разработка и внедрение дополнительных схем подачи электропитания от передвижных дизель-генераторов (N = 2,0 и 0,2 МВт) на потребители:**
  - насосы и арматуру (подача воды в РУ, приректорные БВ, БВ ХОЯТ и ОСХОТ);
  - БЩУ, РЩУ;
  - КСКУЗ, УСБ-Т и др. управляющие системы;
  - «аварийные» КИП;
  - аварийное освещение
- **Повышение надежности электроснабжения**
  - монтаж дополнительных линий от внешних источников - энергосистем;
  - повышение внутреннего резервирования

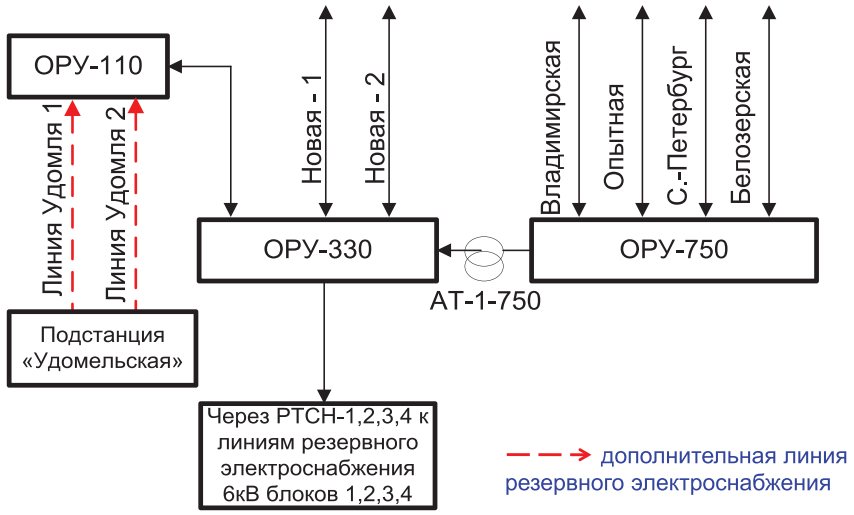
Стратегия использования дополнительной техники

На примере Смоленской АЭС



Поз.	Наименование	Примечание
1	Передвижная дизель-генераторная установка (ПДГУ)	W=0,2 МВт.
2	Передвижная дизель-генераторная установка (ПДГУ)	W=2,0 МВт.
3	Передвижная насосная установка (ПНУ)	Q=150м³, P=90кгс/см².
4	Мотопомпа	Q=500м³, P=5кгс/см².
5	Штатный насос подачи охлаждающей воды на нужды ХОЯТ (6 шт.)	Q=160м³, H=140м.в.ст., N=90кВт.
6	Емкость аккумулирующая	V=500м³

Повышение надежности электроснабжения СН за счет монтажа дополнительных линий (на примере Калининской АЭС)



Мероприятия по повышению безопасности российских АЭС при экстремальных внешних воздействиях

Обеспечение теплоотвода

- Разработка и внедрение дополнительных схем подачи воды в реактор, парогенераторы, приректорные БВ и БВ хранилищ отработавшего топлива с использованием:
  - передвижных дизель-насосов и мотопомп;
  - пожарных автоцистерн;
  - штатных систем водопожаротушения;
  - природных и дополнительно сооружаемых резервных источников воды
- Внедрение системы охлаждения металлической облицовки стен БВ ХОЯТ

Схема подачи воды в ПГ для ВВЭР-1000 от пожарных машин

Резервная система подачи воды в ПГ от пожарных машин, мотопомп

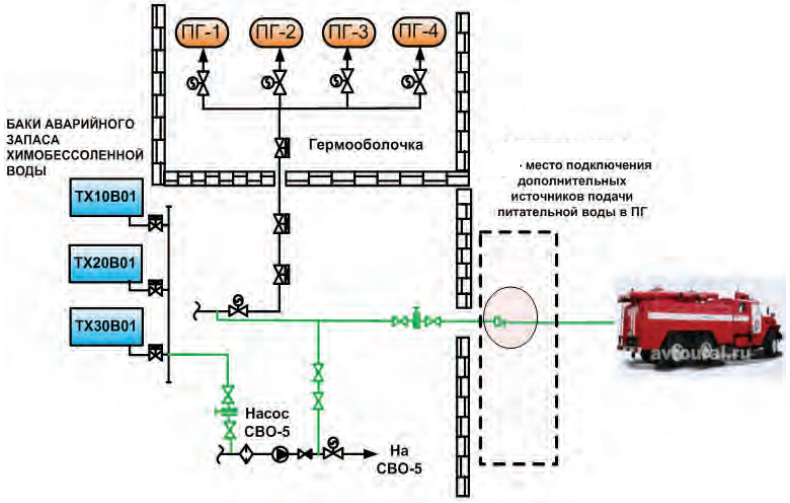


Схема подпитки БВ ВВЭР-1000 от мотопомпы

Резервная система подпитки бассейна выдержки от мотопомпы

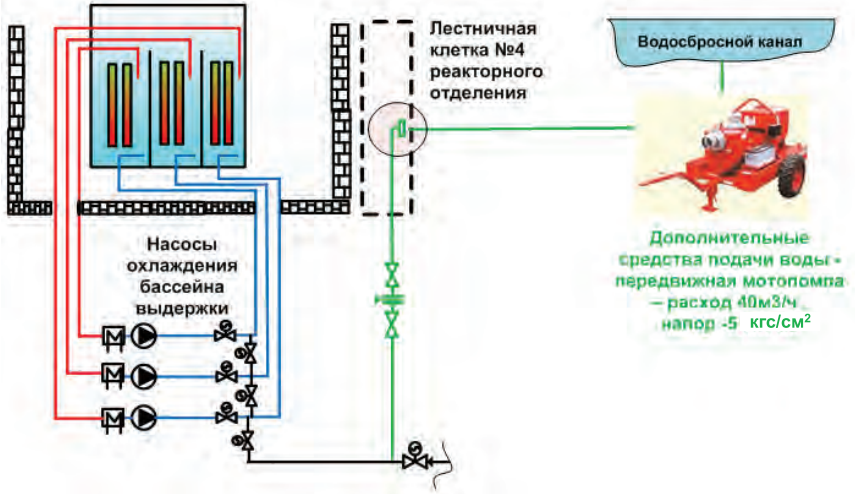


Схема подпитки 1 контура и обеспечения теплоотвода ВВЭР-1000 за счет доп.источников и мобильных средств

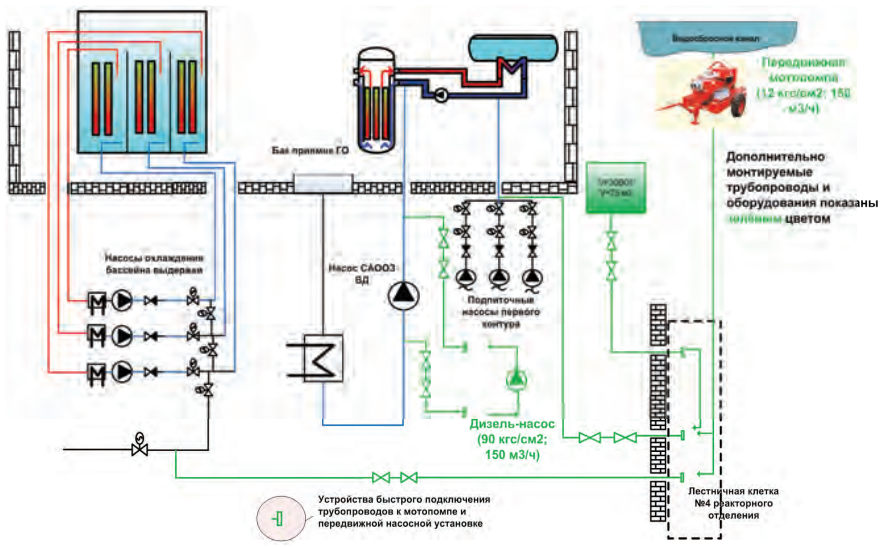
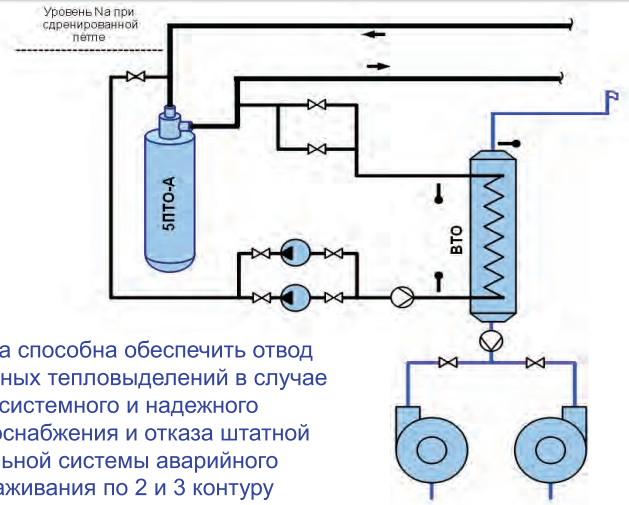


Схема дополнительной системы аварийного расхолаживания реактора (САРХ-ВТО) блока № 3 Белоярской АЭС (БН-600)

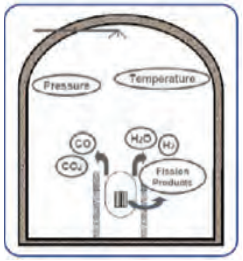


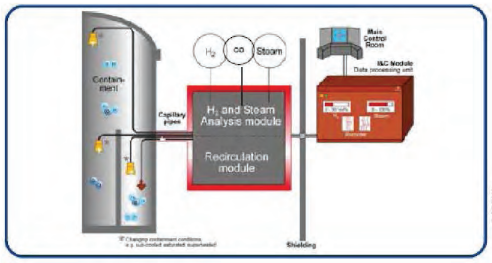
Система способна обеспечить отвод остаточных тепловыделений в случае потери системного и надежного электроснабжения и отказа штатной 3-канальной системы аварийного расхолаживания по 2 и 3 контуру

Срок ввода САРХ-ВТО в эксплуатацию - ППР 2012 г.

Мероприятия по взрывобезопасности

Внедрение на энергоблоках АЭС с ВВЭР систем контроля концентрации водорода





Оснащение энергоблоков АЭС с ВВЭР пассивными каталитическими рекомбинаторами водорода

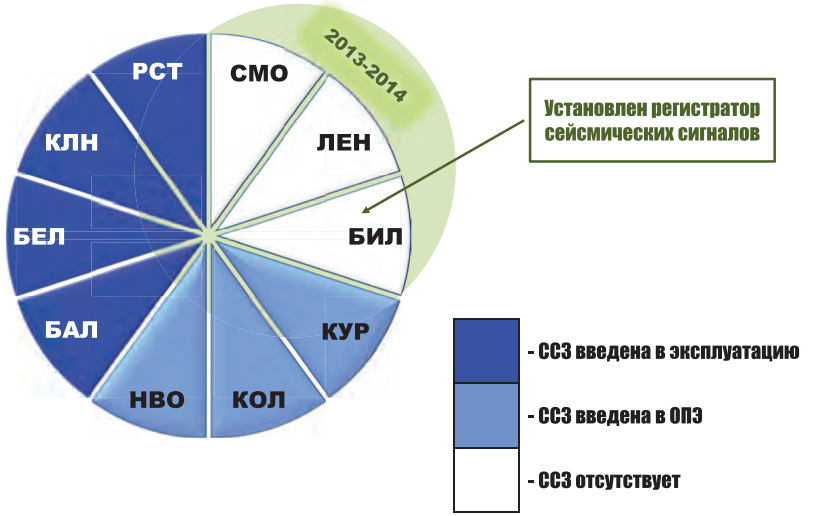


Мероприятия по повышению безопасности российских АЭС при экстремальных внешних воздействиях

Повышение сейсмической безопасности

- внедрение системы сейсмической защиты РУ (автоматический останов реактора при землетрясении);
- уточнение данных по сейсмическому микрорайонированию площадок АЭС;
- выполнение уточнённого расчётного анализа сейсмических воздействий на РУ, БВ, ХОЯТ, СКЗиС и др. оборудование СВБ;
- уточнение категорий сейсмостойкости элементов АЭС;
- реализация мероприятий по повышение сейсмостойкости оборудования, строительных конструкций АЭС (раскрепление, укрепление и пр.).

Внедрение сейсмической защиты на АЭС



Мероприятия по совершенствованию системы противоаварийного взаимодействия



- Модернизация инфраструктуры связи Центров Технической поддержки, Кризисного Центра и АЭС;
- Создание передвижных пунктов управления и передвижных узлов связи на АЭС;
- Создание регионального Кризисного Центра ВАО АЭС - Московского Центра



Региональный кризисный центр (РКЦ)

Центральный диспетчерский щит РКЦ



Режимы функционирования

- режим повседневной деятельности
- режим повышенной готовности
- режим чрезвычайной ситуации

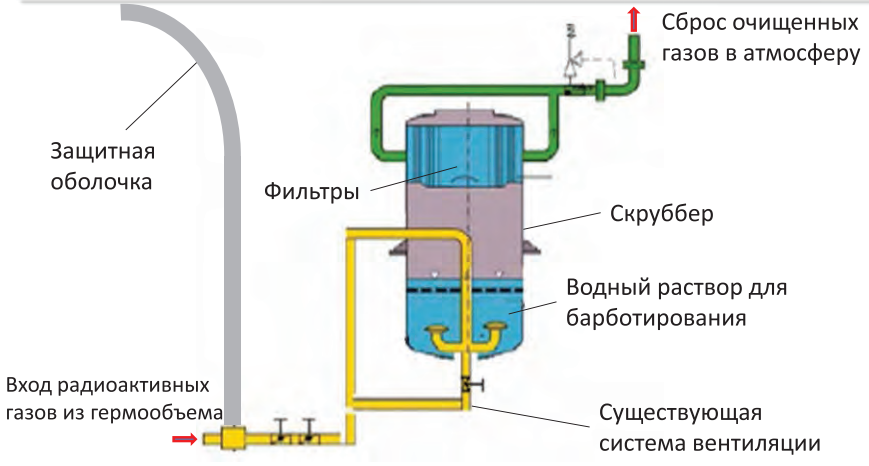
- Основная задача РКЦ - обеспечение экспертной / консультативной и инженерно-технической поддержки при возникновении аварийных ситуаций и аварий на энергоблоках ВАО АЭС – МЦ с РУ ВВЭР
- РКЦ формирует единое информационное и экспертное пространство для обеспечения реагирования группы ОПАС в случае обращения за технической поддержкой со стороны зарубежных АЭС
- Постоянная готовность РКЦ к аварийному реагированию обеспечивается силами КЦ

Решения на стадии проработки

Формирование технических требований к:

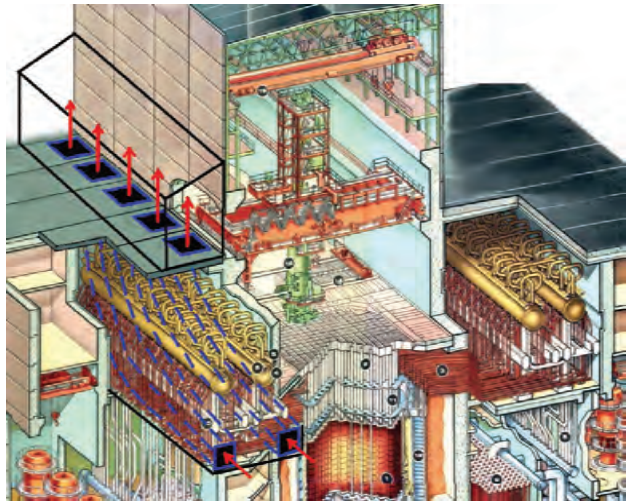
- системе аварийного сброса и фильтрации газов из защитной оболочки
- «аварийным» КИП, рассчитанным на работу в условиях ЗПА
- системе воздушного охлаждения РБМК с использованием имеющихся систем
- системе СПОТ-ИК (для ВВЭР)

Мероприятия по взрывобезопасности



Внедрение на энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000 системы аварийного сброса газов из защитной оболочки реактора

Воздушное охлаждение РБМК

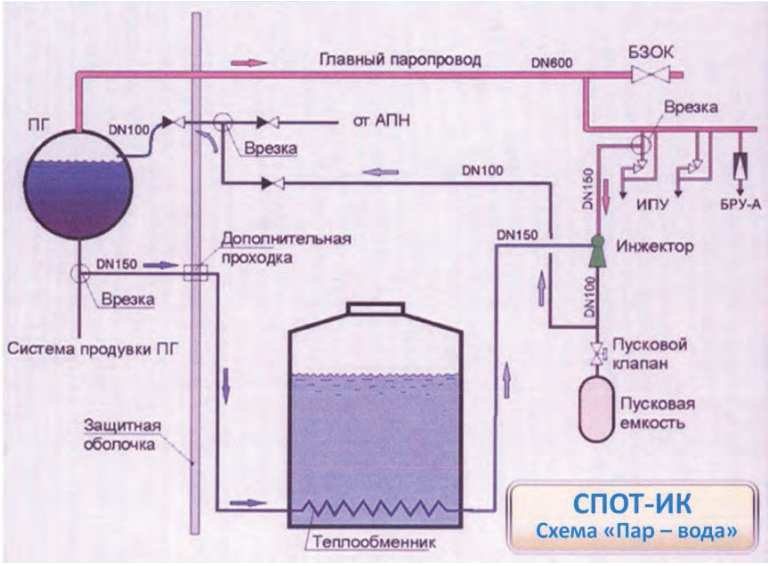


Принцип пассивной системы.

Естественная циркуляция воздуха.

Вход: через помещения БС. Выход: через систему вышибных панелей на кровле главного здания.

Схема подключения СПОТ-ИК для энергоблока ВВЭР-1000



Мероприятия по разработке и совершенствованию противоаварийной документации

- **Корректировка противоаварийных процедур СОАИ (ИЛА и РУЗА) по мере реализации дополнительных проектных решений;**
- **Разработаны и введены в действие типовые руководства по управлению тяжелыми авариями (РУТА) для АЭС с ВВЭР-1000 и РБМК;**
- **Разработка и внедрение РУТА на всех энергоблоках российских АЭС.**

АЭС ВВЭР-ТОИ

Защита от внешних воздействий

УРАГАНЫ, СМЕРЧИ

Расчетная максимальная скорость ветра 56 м/с (срываются крыши домов, крупные деревья вырываются с корнем, опрокидываются ж/д вагоны, сносятся автомобили с шоссе)

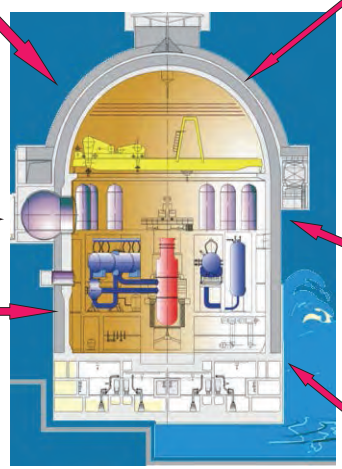
УДАРНАЯ ВОЛНА

с давлением во фронте 30 кПа



СЕЙСМИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ:
МРЗ – 7 баллов по шкале MSK-64
ПЗ – 6 баллов
ОПЦИЯ:
МРЗ – 9 баллов по шкале MSK-64
ПЗ – 8 баллов



ПАДЕНИЕ САМОЛЕТА

БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ:
20,0 тонн со скоростью 200 м/с
ОПЦИЯ: 400,0 тонн



НАВОДНЕНИЯ,ШТОРМЫ

Применительно к условиям конкретной площадки

ДЛИТЕЛЬНАЯ ПОТЕРЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПОДАЧИ ВОДЫ

Заключение

- Запланированные к реализации дополнительные проектные решения повысят «живучесть» и автономность АЭС до 5-10 суток
- Технические решения современных российских проектов, направленные на обеспечение безопасности, соответствуют постфукусимским требованиям и имеют референтность

Конференция МНТК

Москва – 23 мая 2012

Учет опыта аварии на АЭС Фукусима в EDF

Мишель Дебес
Electricité de France – Отделение Производства и инжиниринга
michel.debes@edf.fr

СОДЕРЖАНИЕ

- EDF с первого взгляда
- Практический опыт EDF в ядерной энергетике
- Главные задачи:
  - Долгосрочная эксплуатация
  - Сооружение EPR FLA 3
- Результаты стресс-тестов на реакторах EDF
  - Дополнительные Оценки Безопасности
  - Улучшения для имеющихся АЭС



EDF с первого взгляда

37,7 миллионов
клиентов по всему миру (2011)

628,2 млрд.КВтч
энергии произведено по всему миру (2011)

156,168
сотрудников по всему миру (2011)

99,6 г (EDF Group)
CO_2 на КВтч (2011)

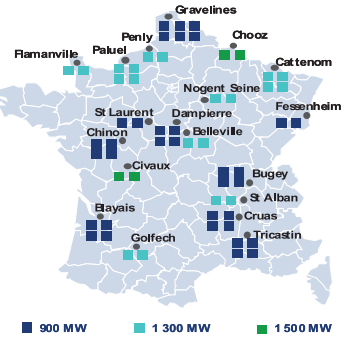
€65,3 миллиардов
с продаж (2011)

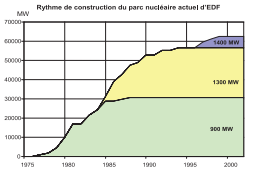
30,4 г (EDF во Франции)
CO_2 на КВтч (2011)

- **Чистая выработка электроэнергии по всему миру: всего 134,6 ГВтэ => 628,2 млрд.КВтч**
  Атомная энергетика 74,8 ГВтэ; ископаемое топливо: 34,4 ГВтэ; гидроэнергетика & возобновляемые виды топлива: 25,4 ГВтэ
  Производство EDF во Франции: всего 97,4 ГВтэ => 459,7 млрд.КВт ч э
  85% производства электроэнергии во Франции (541,9 млрд.КВт ч э)
  Атомная энергетика : 63,13 ГВтэ => 421,1 млрд.КВтч э (91,6%) ; ископаемое топливо: 14,27 ГВтэ => 11,8 млрд.КВтч э(2,6%); Гидроэнергетика: 20 ГВтэ => 26,8 млрд.КВтч э (5,8%)
- Электричество: охватывает всю цепочку, от проектирования, выработки до передачи, распределения и поставки.
- Прочная позиция в Европе и основных европейских странах, таких как Франция, Италия, Польша и Великобритания.
- Промышленная деятельность в Азии, Бразилии и Соединенных Штатах
- Природный газ: главный игрок (Франция:18 млрд.КВтч; Италия 40 млрд.КВтч; Великобритания: 26 млрд.КВтч; Бельгия16млрд.КВтч)

Ядерные установки EDF во Франции

58 реакторов, охлаждаемых водой под давлением (PWR) на 19 площадках: 63 ГВт





Три стандартизованные серии:
=> Более высокая безопасность и экономическая выгода
- 900МВт: 34 блока, 31 ГВт
- 1300 МВт: 20 блоков, 26 ГВт
- 1500 МВт (N4): 4 блока, 6 ГВт

Опыт в качестве инженера-архитектора/ строителя и оператора французского ядерного парка является уникальным в мире
- безопасность и открытость - основной приоритет
- средний срок эксплуатации: 26 лет (от 10 до 34 лет)
- Обратная связь по опыту эксплуатации: ~ 1500 реакторо-лет
- Процесс периодической повторной оценки безопасности каждые 10 лет

==> долгосрочная эксплуатация: цель – до 60 лет

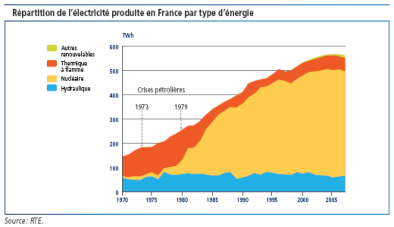
EPR на этапе строительства: Flamanville 3,
Планы по Penly 3
Программа вывода из эксплуатации: 9 реакторов
(6GGR - газоохлаждаемых графитовых реакторов, HWGCR Brennilis (газоохлаждаемый реактор на тяжелой воде), SFR Creys Malville (реактор на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением), PWR Chooz A)

Атомный энергетический парк EDF в Европе

Производство атомной энергии EDF(2011):

=> 421,1 млрд.КВтч (+3,2%)

Мощность 63,13 ГВт



Высоко конкурентоспособный энергетический микс:

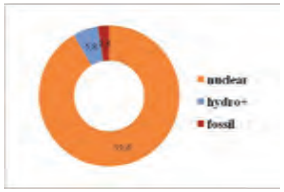
Выработка EDF во Франции: 97,4 ГВтэ =>459,7 млрд.КВтч

Атомная энергетика: 63,13 ГВтэ => 421,1 млрд.КВтч 91,6%) ;

Органическое топливо: 14,27 ГВтэ => 11,8 млрд.КВтч (2,6%);

Гидроэнергетика: 20,00 ГВтэ => 26,8 млрд.КВтч (5,8%)

- **Совокупность разных видов производства электроэнергии чистое, с низким содержанием углерода , 95% - без CO2**



Атомная энергетика: ≈ 4 г/КВтч;

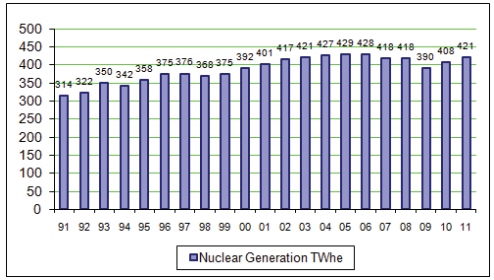
EDF France ≈ 30,4 г/КВтч

в среднем по ЕС: 337,3 г/КВтч

EDF Energy (Великобритания)

8.7 ГВт атомная энергетика (14 AGR-усовершенствованных реакторов с газовым охлаждением, 1 PWR) **=> 55,8 млрд.КВтч** (+ 15,5%)

Производственные показатели: Повышение готовности атомного парка остается приоритетом



Выработка атомной энергии : 421,1 млрд.КВтч в 2011 (+ 3,2%)

- Load factor Kp: 76,1 % (= kd x ku);
- Коэффициент готовности Kd: 80,7 %;
- Коэффициент использования Ku: 94,3 % (стабилизация частоты, изменение нагрузки по заданному графику…)
- Использование MOX-топлива на 22 блоках

10 лучших блоков:

Коэффициент готовности kd : от 89% до 98 %

Случайная неготовность : 2,2%

Средне-срочная цель: совершенствование технических характеристик для достижения 85% с учетом специфики структуры энергетики Франции (микс длины цикла: 12-ти и 18-тимесячныая основа), визиты каждые 10 лет

- Важные последние технические моменты:
  - программа очистки и замены парогенераторов (выполнена на 21 блоке)
  - статоры генератора, блочные трансформаторы …
  - управление ремонтом, управление ППР
- Влияние визитов периодичностью в 10 лет (ППР 90 суток): 9 в 2011 (5 в 2010), влияние на kd : 1,5%

Безопасность: приоритет на всех уровнях

Показатели безопасности (/ блоков / год):

аварийный автоматический останов ректора : ≈ 0,5 (0 на 38 блоков)

события, сообщаемые в ASN: ≈ 9 – уровня 0 и ≈ 1 уровня 1

уровень 2: - засорение водозабора на Cruas 4 (2009)

- дизель-генераторы на Трикастин (износ внутренних частей) (2011)

Радиационная защита:

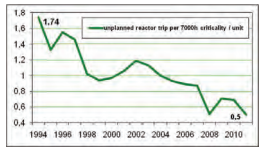
Продолжение подхода ALARA, средняя коллективная доза : 0,7 чел-Зв /блок/год

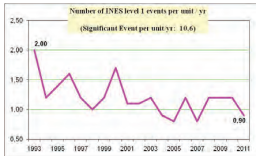
Внутренние независимые структуры контроля

=> Генеральный инспекторат по ядерной безопасности в руководящем совете EDF

=> Ядерный инспекторат в Отделении атомного производства

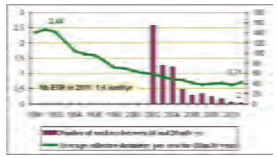
=> миссия по качеству безопасности на каждой станции





Международная оценка и партнерские проверки:

Osart МАГАТЭ (1/год), Партнерские проверки ВАО АЭС (2 - 3 /год)



Международный контроль (Euratom): меры безопасности, учет материалов…

==> Под контролем Надзорного органа в области атомной безопасности (ASN) **(13 июне 2006 –Закон о ядерной безопасности и прозрачности)**

Стратегия EDF надежной выработки атомной энергии Ход выполнения и трудности

Оставаться примером для мировой атомной промышленности

- Ядерная безопасность и культура безопасности являются первоочередным приоритетом на всех уровнях
- Обратная связь по опыту эксплуатации и эффективность глубоко-эшелонированной защиты, аварийная готовность,
- Обратная связь после аварии на АЭС Фукусима : дополнительная оценка безопасности, силы быстрого реагирования...
- Конкурентоспособность, готовность и эксплуатационные характеристики ; исследования повышения мощности ...

Управление долгосрочной эксплуатацией станции

-периодическая повторная оценка безопасности каждые 10 лет: цель – до 60 лет

Эффективность топливного цикла, переработка / утилизация и управление высокоактивными отходами

- Основной актив для надежной атомной энергии

Успешная реализация проекта сооружения EPR Flamanville-3, в то же время получая обратную связь

- Общественные обсуждения и одобрение
- Безопасность, качество, график, стоимость и т.д

Являться главным игроком в международном развитии атомной энергетики

- Международное сотрдничество
- Проекты строительства новых атомных блоков: Китай (2 EPR), Великобритания (EPR GDA), США (лицензирование американского EPR), Польша, RSA
- Исследования по разработке реактора 3 поколения 100 МВт

Развитие навыков и компетенций, необходимых для достижения этих целей

- Международный Мастер в атомной энергетике

Продление срока эксплуатации атомных станций: Повторная оценка безопасности, модернизация и переоснащение

Каждые 10 лет выполняется процесс повторной оценки безопасности для каждой стандартной серии АЭС

- Повторная оценка разрешительной базы, опыта эксплуатации, новых знаний или разработок,
- внутренние/внешние события: землетрясения, затопление, электропитание, охлаждающая вода, промышленная среда...
- Предотвращение тяжелых аварий и ограничение их последствий
- Вероятностные исследования, модификации (анализ затрат/выгод),
- оценка соответствия и проверка, оценка старения, НИОКР

=> В результате, на рассмотрение ASN предложена новая основа безопасности и программа улучшения

Текущий процесс: подготовка, стратегическое решение, техническое обоснование, реализация

- 900 МВт: первый VD3 на Трикастин 1 и FSH 1: разрешение ASN о продлении срока службы до 40 лет
- 1300 МВт: подготовка VD3 (FOAK в 2015)…
- Включая Дополнительную оценку безопасности после аварии на АЭС Фукусима

40-летний срок эксплуатации технически может быть достигнут для действующих станций

- Внедрение систематической программы ТОиР и регулярного усовершенствования блоков с точки зрения безопасности;
- Непрерывное проведение НИОКР, сосредоточенное на долгосрочном поведении основных компонентов и возможности их старения,
-создание института старения материалов на базе НИОКР EDF , с участием крупнейших компаний, CEA и исследовательских лабораторий

Цель EDF: увеличение срок эксплуатации для всего атомного парка до 60 лет под контролем ASN

- Постоянное соблюдение надлежащего уровня безопасности и программы совершенствования защиты окружающей среды;
- Прогнозная программа воздействия старения или морального старения компонентов

Проект строительства реактора EPR

«Надежный и эволюционный проект С учетом имеющегося опыта эксплуатации

В настоящее время Flamanville находится на стадии выполнения строительных работ

Проводятся исследования для Penly 3



Запуск 2-ого EPR на площадке Penly (в партнерстве) для обеспечения бесперебойности поставок электроэнергии во Франции и Европе в последующие года

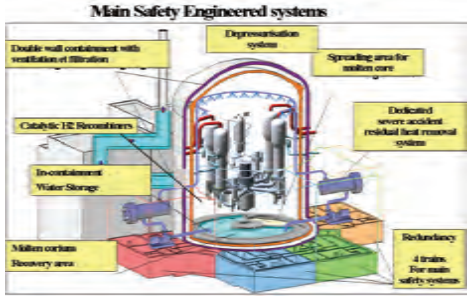
Публичные обсуждения завершены в 2010

EPR : строительство идет полным ходом на Flamanville 3 и Taishan (Китай)

Эволюционный и обоснованный проект, включающий усовершенствования, возникшие в результате опыта эксплуатации и Франко-немецкое сотрудничество в течение более чем 10 лет

- **Локализация тяжелых аварий предусмотрена в проекте**
- **Устойчивость к внешним воздействиям (падение самолета)**
- **Текущий процесс оценки безопасности надзорным органом ASN:**

Например: КИП, человеко-машинный интерфейс...





- Выбор площадки: октябрь 2004
- Первый бетон: конец 2007
- 98% заключены договора (конец 2011);
- Строительные работы & возведение здания реактора: 88%
- Электро-механические работы : 20%
- Продолжительность строительства: 100 месяцев;
- Инвестиции 6 млрд Евро;
- Начало производства электроэнергии: 2016

=> Опыт для будущих блоков с реактором EPR

(Flamanville 3, Taishan 1/2 Chuna, OL3 Finland, Hinckley Point UK, Penly 3..)

Результаты стресс-тестов

Дополнительная оценка безопасности

На реакторах EDF

Пост-Фукусимский план действий
Законодательная база во Франции и ЕС

После аварии на АЭС Фукусима, вызванной сильным цунами, премьер-министр Франции обратился 23 марта 2011 года к ASN с требованием о проведении дополнительной оценки безопасности с предоставлением в конце 2011 года доклада о состоянии каждой АЭС по пяти направлениям :

- наводнение
- Землетресение
- Потеря электроснабжения
- Потеря поглотителей тепла
- Управление тяжелыми авариями



Европейская Комиссия также запросила проведение стресс-тестов на европейских АЭС

- Во Франции ASN включила все европейские требования к стресс-тестам в собственные требования о Дополнительной оценке безопасности, т.о. Гарантируя полное соответсвие с требованиями ом included all the European « stress tests » requirements Совета ЕС.
- Кроме того было выдвинуто требование о включении оценки принципов и правил заключения договоров подряда на АЭС.

Пост-Фукусимский план действий
EDF предоставила свой отчет в ASN

Методология определена ASN, с полным соблюдением требований ЕС. 19 отчетов EDF (по действующим площадкам и находящимся на стадии строительства) были предоставлены в ASN 15 сентября 2011 года, как и требовалось (7,000 страниц - опубликованы на вебсайте ASN: www.asn.fr)



- Согласно проделанной работе EDF подтверждает хороший текущий уровень безопасности и достаточные запасы для всех ядерных установок.

- Большинство извлеченных уроков были предвосхищены в ходе периодической переоценки безопасности, которая проводится 1 раз в 10 лет, в частности в отношении риска наводнения.



- Новые анализы привели к тому, что EDF предложила ASN дополнительные меры, рассматривая потенциальные ситуации даже дальше чем прежние гипотезы
- Эти анализы позволят повысить еще больше и так хороший уровень безопасности на АЭС EDF
=> ASN опубликовала общий отчет с собственной оценкой и требованиями: конец 2011
=> сравнительный анализ запущен на уровне ЕС (ENSREG)
=> готовится отчет для внеочередного собрания КЯБ МАГАТЭ в августе 2012
- EDF проверила, что условия выполнения работ по субподрядам соответствуют их ответственности в отношении безопасности и радиационной защите

Выводы Французского надзорного органа

- 3 января 2012 года ASN представил заключения своего отчета в отношении дополнительных оценок безопасности
- Действующие АЭС EDF эксплуатируются на удовлетворительном уровне безопасности.
- Имеющиеся пределы по сейсмике на АЭС EDF адекватные и удовлетворительные.
- Тщательная повторная оценка, выполненная на площадках после затопления на АЭС BLAYAIS в 1999 году, привела к тому, что на всех АЭС высокий уровень защиты от затопления.
- Передовой и надежный проект EPR обеспечивает наперед повышенную защиту в случае тяжелой аварии.





Дополнительная оценка безопасности : двухэтапная методология

1 **Глубокая оценка текущего уровня безопасности в соответствии с текущими техническими условиями на проектирование:**
- Физическая защита, такая как дамбы, плотины, анкерные крепления, водные ресурсы,…
- Управление проектными авариями
- Все системы важные с точки зрения безопасности

2 **Новый анализ выходящая за рамки текущих технических условий на проектирование в отношении:**
- Эффективности защит
- Учета экстремальных ситуаций
- « Основное ядро » систем и оборудования, позволяющее избежать выхода радиоактивности с серьезными длительными последствиями

=> При необходимости внедрение дополнительных средств
- оборудование
- Человеческие ресурсы
- местные/государственные организации



Дополнительная оценка безопасности : двухэтапная методология

Области оценки согласно требованиям ASN

- Землетресение
- наводнение
- Потеря поглотителей тепла
- Потеря электроснабжения
- Управление тяжелыми авариями



Copyright EDF May 2012

Совершенствование действующих АЭС после выполнения дополнительной оценки безопасности



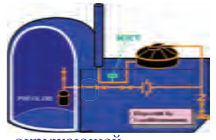
• **Повышение жизнеспособности (надежности) систем, предусмотренных для защиты основных функций безопасности от внешних угроз (землетрясения, затопление.)**

-затопление : защита оборудования и материалов (дамбы или плотины, герметичность зданий...)
- Дополнительная защита электрических распредустройств от затопления
- сейсмостойкость: укрепление опор и анкерных креплений, электро-техническое оборудование..



• **Повышение возможностей подпитки и электроснабжения для охлаждения реактора и предотвращения обнажения топлива (активная зон, бассейн отработанного топлива)**

- Дополнительный запас воды (водоем, горизонт грунтовых вод…)
- Укрепление подачи питающей воды (цистерна..)
- Внедрение одного дополнительного резервного дизель генератора на каждом блоке: резервное питание аварийными питательными насосами,
- подпитка систем охлаждения реактора и бассейна хранения ОЯТ, тепловой насос подачи воды в систему охлаждения реактора
- Операции в бассейне ОЯТ: измерительные приборы (уровень, температура), системы питания, обращение с топливом..



• **Защитные меры в случая расплавления активной зоны , минимизация радиоактивных выбросов**

для предотвращения значительного долгосрочного радиационного загрязнения окружающей территории



- Надежность и эффективность фильтра контейнметна U5 для ограничения выхода радиоактивных веществ (йезий..) сейсмостойкость, улучшение производительности фильтров (йод),
- Каустическая сода в приямках реакторного здания (ловушка йода)
- studies of countermeasures to avoid contamination of the water table (in case of basement melt through)

• **Усиление организаций аварийной готовности на площадке и национальных организаций аварийной готовности:** персонал и оборудование

Copyright EDF May 2012

Главные дополнительные меры

- **Внедрение "защищенного ядра" систем, конструкций и компонентов, предназначенных для предотвращения крупных радиационных выбросов в окружающую среду в экстремальных условиях, учтенных при рассмотрении рассмотренных ECS.**

- Защита от экстремальных внешних воздействий за пределами действующих условий проектирования,

- Повышение смягчения последствий и жизнеспособность в случае ЗПА



• **Силы быстрого реагирования (FARN)**

- Организаия дополнительной жизнеспособной линии защиты через государственную Группу быстрого реагирования (FARN), готовую оказать поддержку площадке, находящееся в тяжелой ситуации, в течение 24 часов, и необходимое обеспечение,
- Усиление помещений управления кризисом на площадке

Copyright EDF May 2012

EPR и дополнительная оценка безопасности

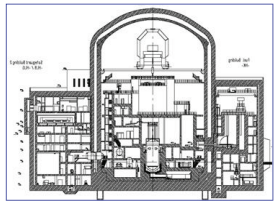




Большая надежность проекта :

4 независимых канала безопасности по 100%

6 дизелей : 4 основных дизеля + 2 аварийных дизеля, в двух отдельных зданиях



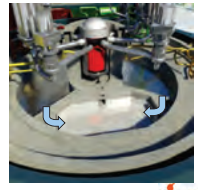
Большие запасы аварийной питательной воды,

диверсификация систем для подпитки морской водой,

Ловушка радиоактивных материалов активной зоны и затопление кория для предотвращения расплавления основания насквозь

Защитная оболочка реактора: высокой сопротивление давлению, двойные стены со стальной облицовкой

Контроль и ограничение по давлению в защитной оболочке применяя последние средства защиты системы охлаждения.



Copyright EDF May 2012

EPR и дополнительная оценка безопасности

Согласно требованиям Дополнительной оценки безопасности необходимо выполнить оценку всех ситуаций с потерей всех средств аварийной защиты

Предложение по дополнительным контрмерам :

- Повысить надежность имеющихся аварийных дизелей,
- Для FLA3 & PEN3, использовать существующие водоемы, находящиеся на вершине Нормандских скал и соединить их с системой, предназначенной для отвода остаточного тепла,

- Добавить мобильные средства водоснабжения для основной системы охлаждения защитной оболочки.

Copyright EDF May 2012

Усиление аварийной Кризисной Организации и аварийных средств на площадке



- **Усиление практических навыков на площадке,**

- **Оптимизация организации и процедур :**
  - Обучение и семинары,
  - Усиление работоспособности и надежности аварийного оборудования

- **Ядерные Силы быстрого реагирования (FARN)**

- **Местные противоаварийные средства – Региональные и Национальные противоаварийные средства,**



- **Электрические разъемы и разъемы для подачи воды, обеспечивающие оперативное подключение (plug & play)**

- **Аварийный кризисный центр на площадке :**
  - Более надежное антикризисное управление на месте,
  - Возможность справиться с аварийной ситуацией на всей площадке (многоблочный)

Copyright EDF May 2012

Ядерные Силы быстрого реагирования (FARN)

***Цель*:восстановить и/или поддерживать охлаждение реактора с целью предотвращения расплавления активной зоны или значительного выброса радиации**

Миссии:

Прибытие	• Реагирование с прибытием на площадку в течение 24 часов (1 корпоративная и 4 региональных специальных групп...), в поддержку сменным группам
Оценка	• Ситуация на площадке • Размещение тыловой базы (10 - 30 km)
Действия	• Подача воды на установку • Быстрые соединения типа Plug & play (электропитание, насосы...) • Приступить к эксплуатации через 24 часа
Введение в действие	• **Габаритное оборудование (3-4 дня)** **- Защита, необходимое вмешательство, контроль** • **- Логистика**
Подготовка	• Действия, чтобы остаться действующим блоком, после первых дней автономной работы • **Руководство на протяжении всего периода аварийной ситуации (обеспечение водой, обработка стоков, отходы и т.д.)**







Copyright EDF May 2012

FARN: ЦЕЛИ, ПРЕДПОСЫЛКИ & ОСОБЕННОСТИ

Цели FARN

«вмешательство» в область эксплуатации, ремонта и логистических услуг на площадке возникновения аварии в целях восстановления электроснабжения и водоснабжения в течение 24 часов :
- Прекратить ухудшение ситуации
- Обеспечить удержание жидких и/или твердых радиоактивных отходов (например обратная закачка ЖРО в реакторное здание.
- Где возможно , предотвратить расплавление активной зоны, сначала в помощь затем принять на себя обязанности ща сменного персонала, предпринявшего первые ответные действия на площадке.

Предпосылки FARN

- **Только одна площадка находится в аварийных условиях** (крупнейшая...)
- **Важная ликвидация инфраструктуры** (включая доступ на площадку)
- **Команды, действующие по вызову, потенциально отсутствуют**
- **Возможность кумулятивных рисков** (радиологического и/или химического)
- Мобилизация FARN по корпоративному решению по запросу Директора площадки
- Директор площадки остается оператором ядерной установки
- Действия FARN' осуществляются в рамках Государственной Аварийной Кризисной организации

Основные характеристики вмешательства FARN

- **Связь с государственным кризисным центром и руководством станции**
- Специально выделенный персонал **EDF** (обладающий разносторонними навыками..)
- Действия персонала FARN **выполняются в полном соблюдении требований охраны труда и радиационной защиты,** установленных для подобных ситуаций
- 2-х этапная организация i) разведка & краткосрочная и ii) среднесрочная & долгосрочная)
- Возможность работать автономно в течение нескольких дней на частично поврежденной площадке.

Copyright EDF May 2012

Фукусима продемонстрировала важность сильного владельца/ оператора

Ядерная программа –это не только выбор ядерного поставщика и строительство.

Возможность эффективного управления на протяжении всего жизненного срока станции:
- Нормальная эксплуатация, происшествия и аварийные ситуации;
- Периодические проверки безопасности и длительный срок эксплуатации (60 лет..) имеют исключительную важность для стейкхолдеров…

EDF твердо убеждена, что :
Совершенствование безопасной и эффективной эксплуатации атомных станций достигается, если оператор :
- **Вовлечен в проектирование и строительство станции,**
- **Остается постоянно вовлеченным в технические и проектные вопросы посредством обратной связи из опыта эксплуатации и процесса периодической повторной оценки безопасности.**
- В контексте пост-Фукусимы, банки и инвесторы все больше ценят качество и репутацию оператора-владельца, что является главным условием финансирования новых проектов в области атомной энергетики.

Copyright EDF May 2012

Влияние Фукусимы на строительство новых атомных мощностей

Фукусима продемонстрировала, что владелец станции/оператор находится на передовой линии для гарантирования ядерной безопасности,

- Устрожение требований к безопасности (WENRA цели безопасности, MDEP...):
=> Эталонами сейчас являются реакторы поколения III и III+;
=> В Европе: Целевые показатели безопасности для новых реакторов, предписанных WENRA
=> Безопасность – это первый приоритет, который тем не менее не мешает атомном энергетическим проектам быть конкурентоспособными.
=>Подчеркивается аргумент в пользу укрепления и гармонизации требований безопасности (WENRA цели безопасности, MDEP...), с тем чтобы способствовать разработке стандартизованных проектов с совершенствованием обратной связи по опыту эксплуатации
- Независимость регулирующего органа (от лицензиата или какого-либо другого органа...) является ключевым фактором для эффективности проекта.
- Возрастающая роль международных институтов (МАГАТЭ, OECD/NEA итд.) в разработке новых программ в области атомной энергетики способствует продвижению высоких стандартов безопасности и подчеркивает роль ВАО АЭС в повышении ответственности оператора на международном уровне.

Copyright EDF May 2012

МИНИСТЕРСТВО ПАЛИВА, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ
ЕНЕРГОАТОМ ENERGOATOM
НАЦІОНАЛЬНА АТОМНА ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧА КОМПАНІЯ

БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОНОМИКА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ ПОСЛЕ АВАРИИ НА АЭС ФУКУСИМА

Генеральный инспектор – директор по безопасности ГП НАЭК «Энергоатм» – Д.В. Билей
Директор ОП НТЦ ГП НАЭК «Энергоатом» – Н.И.Власенко



МНТК май 2012 г.

1

Содержание

1. Состояние безопасности АЭС Украины(слайды 3-8)
2. Преимущества энергоблоков АС Украины в сравнении с энергоблоками на АЭС «Фукусима» (слайды 9-13)
3. Результаты целевой переоценки безопасности(слайды 14-28)
4. Мероприятия по повышению безопасности(слайды 29-32)
5. Уроки, извлеченные из аварии на АЭС Фукусима и вопросы экономики (слайд 33)

ЕНЕРГОАТОМ ENERGOATOM

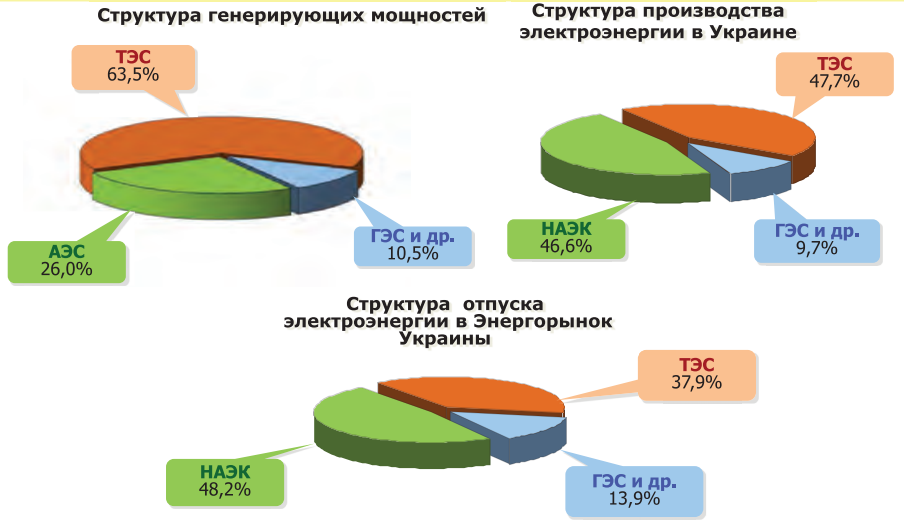
2

СОСТОЯНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС УКРАИНЫ

ЕНЕРГОАТОМ ENERGOATOM

3

МЕСТО ГП НАЭК “ЭНЕРГОАТОМ” В ЭНЕРГЕТИКЕ УКРАИНЫ (в 2011 году)

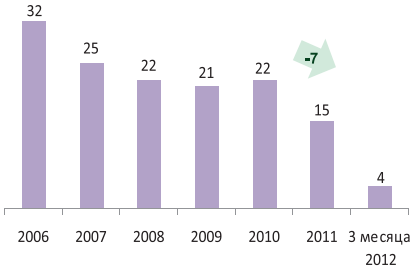


ЕНЕРГОАТОМ ENERGOATOM

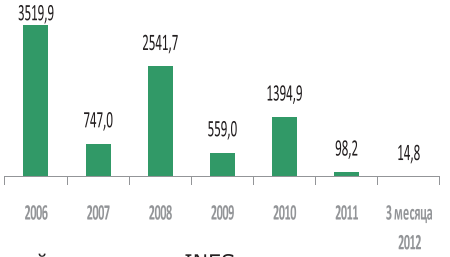
4

НАРУШЕНИЯ В РАБОТЕ АЭС

Нарушения в работе энергоблоков АЭС



Недопроизводство электроэнергии из-за нарушений в работе АЭС, млн кВтч



В соответствии с классификацией событий по шкале INES все нарушения в работе АЭС оцениваются «0» уровнем и «вне шкалы».

Соответствующими службами Компании по всем нарушениям в работе атомных электростанций были проведены расследования и разработаны корректирующие мероприятия.

ЯДЕРНАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ
(2011 год и 3 месяца 2012 года)

Не зафиксировано случаев превышений:

- допустимых, контрольных и административно-технологичных уровней газоаэрозольных выбросов;
- водных сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду;
- контрольного уровня индивидуальной дозы облучения персонала

В 2011 году и за 3 месяца 2012 года пожаров на объектах ГП НАЭК "Энергоатом" **не было**



КОМПЛЕКСНАЯ (СВОДНАЯ) ПРОГРАММА ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС УКРАИНЫ



Повышение безопасности энергоблоков АЭС проводится в соответствии с действующей отраслевой программой – «Комплексной (сводной) программой повышения безопасности энергоблоков АЭС Украины», которая введена в действие совместным приказом Минтопэнерго и Госатомрегулирования Украины от 07.12.2010 №517/172 и утверждена постановлением Кабинета Министров Украины от 07.12.2011 №1270.

В «Комплексную программу…» вошли мероприятия, которые не были выполнены в рамках предыдущих программ, но остались актуальными. Все мероприятия разбиты на приоритеты по степени влияния на безопасность и с учетом окончания срока эксплуатации энергоблоков. В соответствии с данной программой разработаны «Сводные мероприятия…», с включением дополнительных мероприятий по результатам углубленной переоценки ядерной безопасности украинских АЭС («стресс-тестов»).

КОМПЛЕКСНАЯ (СВОДНАЯ) ПРОГРАММА ПОВЫШЕНИЯ ОПАСНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС УКРАИНЫ



Ориентировочная стоимость реализации «Комплексной программы….» составляет 13,8 млрд грн. (*1,18 млрд евро*). Для ее выполнения на одном энергоблоке в среднем необходима сумма в 1,1 млрд грн. (100 млн евро)

За 2011 год «Комплексная программа ….» профинансирована на 75,8% от годового плана, освоено капиталовложений в размере 109,2% от годового плана.

В данный момент Комплексная программа финансируется исключительно за собственные средства. Компания работает над вопросами получения кредитов ЕБРР/Евроатом

Для получения кредитов выполнен большой объем работ по европейским и украинским процедурам, получено согласование соответствующих украинских министерств и ведомств, разработан отчет по экологической оценке проекта, проведены консультации с общественностью

Преимущества энергоблоков АЭС Украины в сравнении с энергоблоками на АЭС «Фукусима»

Преимущества проекта ВВЭР в сравнении с BWR(1)

1. • ВВЭР имеет возможность отвода тепла через второй контур. Данное преимущество позволяет отводить остаточные тепловыделения даже через один парогенератор. При наличии котловой воды в парогенераторе и наличии естественной циркуляции существенно смягчаются переходные процессы с потерей отвода тепла через первый контур (течи и т.п).

2. • Аварийная защита для реакторов ВВЭР вводится сверху самоходом, под действием силы тяжести, а в BWR ввод стержней аварийной защиты осуществляется гидравлически снизу активной зоны

3. • В ВВЭР предусмотрено две системы для обеспечения подкритичности. В BWR борное регулирование не предусматривается, раствор бора вводится только для остановки реактора. Дополнительный запас подкритичности за счет присутствия бора в BWR не предусмотрен

Преимущества проекта ВВЭР в сравнении с BWR(2)

4. • В ВВЭР предусмотрены большие запасы до кризиса теплообмена в сравнении с BWR.

5. • Контаймент в ВВЭР имеет больший объем чем BWR, что обеспечивает большие возможности и запасы для ограничения роста давления в аварийной ситуации.

Основным преимуществом проекта ВВЭР в сравнении с BWR, с точки зрения отвода тепла остаточных энерговыделений в условиях полного обесточивания, является возможность отвода тепла через второй контур, что позволяет увеличить время до тяжелого повреждения активной зоны и реализовать дополнительные стратегии по управлению тяжелыми авариями.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ЦЕЛЕВОЙ ПЕРЕОЦЕНКИ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС УКРАИНЫ

СТРЕСС-ТЕСТЫ

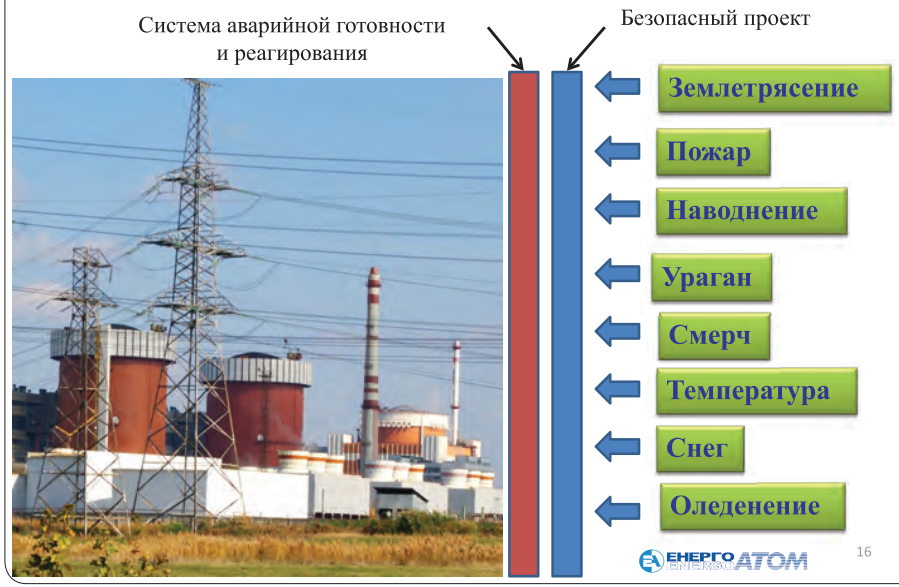
После трагических событий на японской АЭС «Фукусима-Даичи» и принятых мировым сообществом заявлений, Украина присоединилась к странам Евросоюза по осуществлению дополнительной переоценки безопасности АЭС на основании всесторонней и открытой оценки рисков так называемых «стресс-тестов»

На выполнение Указа Президента Украины от 12 мая 2011 года №585/2011 и п.2 постановления Коллегии Госатомрегулирования Украины от 19 мая 2011 года Компанией **выполнена целевая внеочередная оценка состояния безопасности действующих АЭС Украины**, включая проверку их сейсмостойкости



РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРЕОЦЕНКИ

Экстремальные внешние воздействия



ОБЪЕМЫ РАБОТ

«Стресс-тесты» выполнены:

- Для всех эксплуатируемых площадок АЭС Украины
- Для всех исходных состояний энергоблока с учетом всех возможных экстремальных воздействий на АЭС, характерных для района ее размещения
- Для следующих исходных событий:
  - Длительное полное обесточивание АЭС
  - Потеря отвода тепла к конечному поглотителю
  - Наложение вышеуказанных событий
- По отношению к расположению ядерного топлива:
  - в активных зонах РУ;
  - в бассейнах выдержки и перегрузки топлива (БВ);
  - в узлах свежего топлива (УСТ);
  - в сухом хранилище отработавшего ядерного топлива (СХОЯТ) (Для ОП ЗАЭС).

СТРЕСС-ТЕСТЫ





Отчеты по внеочередной переоценке безопасности энергоблоков АЭС Украины и СХОЯТ Запорожской АЭС прошли экспертизу ядерной и радиационной безопасности Госатомрегулирования Украины.

По результатам рассмотрения отчетов по целевой внеочередной оценке состояния безопасности действующих АЭС Коллегией Госатомрегулирования Украины в ноябре 2011 года было отмечено, что последовательность событий, которые произошли на АЭС «Фукусима-Даичи», **практически невозможна для АЭС Украины**; по результатам стресс-тестов не обнаружены новые критические внешние природные влияния или комбинации влияний дополнительно к рассмотренным при проектировании АЭС и детально проанализированным в рамках обоснования безопасности АЭС

СТРЕСС-ТЕСТЫ *(продолжение)*

В рамках сотрудничества с ЕС национальный отчет был передан на рассмотрение (проведение партнерской проверки) в ЕК и ENSREG. Кроме этого, на рассмотрение украинских экспертов были представлены соответствующие национальные отчеты стран-участниц ENSREG и Швейцарии, к которым были предоставлены развернутые замечания и комментарии. Также, в ходе партнерской проверки украинские эксперты ответили на вопросы европейских экспертов к национальному докладу Украины



4-9 февраля в 2012 года в г. Люксембург состоялось заседание Секретариата ЕС, посвященное «стресс-тестам», на котором **Украина успешно презентовала национальный отчет и результаты независимой проверки стресс-тестов**, а также приняла участие в обсуждении ответов на вопросы и замечания к национальным докладам стран-участниц.

СТРЕСС-ТЕСТЫ





Отчеты по внеочередной переоценке безопасности энергоблоков АЭС Украины и СХОЯТ Запорожской АЭС прошли экспертизу ядерной и радиационной безопасности Госатомрегулирования Украины.

По результатам рассмотрения отчетов по целевой внеочередной оценке состояния безопасности действующих АЭС Коллегией Госатомрегулирования Украины в ноябре 2011 года было отмечено, что последовательность событий, которые произошли на АЭС «Фукусима-Даичи», **практически невозможна для АЭС Украины**; по результатам стресс-тестов не обнаружены новые критические внешние природные влияния или комбинации влияний дополнительно к рассмотренным при проектировании АЭС и детально проанализированным в рамках обоснования безопасности АЭС

СТРЕСС-ТЕСТЫ *(продолжение)*

В марте 2012 года в Украине состоялась Обзорная Миссия группой независимых экспертов Европейской группы регулирующих органов по вопросам ядерной безопасности (ENSREG) с целью согласования открытых вопросов и формирования окончательного отчета по итогам тематической партнерской проверки результатов стресс-тестов АЭС Украины



После проведения на Южно-Украинской АЭС Обзорной Миссии ENSREG, экспертами сформирован и предоставлен на рассмотрение в украинский Регулирующий орган проект отчета по итогам партнерской проверки результатов стресс-тестов АЭС Украины

В мае 2012 года согласованная финальная версия отчета была направлена в Украину

СТРЕСС-ТЕСТЫ *(результаты проверки)*

По результатам миссии ENSREG экспертами Евросоюза были отмечены следующие проблемные вопросы:

- Неполное соответствие требованиямI AEA NS-R-1 в части квалификации оборудования, тяжелых аварий, сейсмичности, полноты вероятностного и детерминистического анализов безопасности.
- Работы по анализу тяжелых аварий еще не завершены в Украине. Для этих работ должен быть установлен наивысший приоритет.
- Необходимость усиления работ по национальной программе повышения безопасности

СТРЕСС-ТЕСТЫ *(результаты проверки)*

По результатам проверки ENSREG , были даны следующие рекомендации для рассмотрения Госатомрегулирования Украины:

1. Необходимо продемонстрировать с высокой степенью доверия, что ключевые функции необходимые для управления тяжелыми авариями достигаются
2. Стратегия и программа квалификации оборудования в условиях тяжелых аварий должна быть выполнена
3. Должен быть оценен риск происходящий как от реактора так и от бассейна выдержки в условиях тяжелых аварий.
4. Необходимо выполнить анализы аварий в БВ в различных конфигурациях с целью дополнения СОАИ и разработки РУТА

СТРЕСС-ТЕСТЫ *(результаты проверки)*

4. Устойчивость средств для охлаждения БВ в случае повреждения активной зоны следует усилить в случае повреждения внутренних трубопроводов контаймента при взрыве водорода.
5. Необходимо исследовать «обитаемость» БЩУ и РЩУ в случае тяжелых аварий.
6. Рассмотреть вопросы защиты персонала и населения при тяжелой аварии.
7. Для многоблочных АЭС должна быть верифицирована в деталях возможность немедленных действий, требуемых для предотвращения плавления АЗ, большого выброса и предотвращения эвакуации населения.
8. Достаточность сейсмостойкости зданий в которых размещен кризисный центр должно быть оценено.

Сильные стороны АЭС ВВЭР, отмеченные экспертами Евросоюза

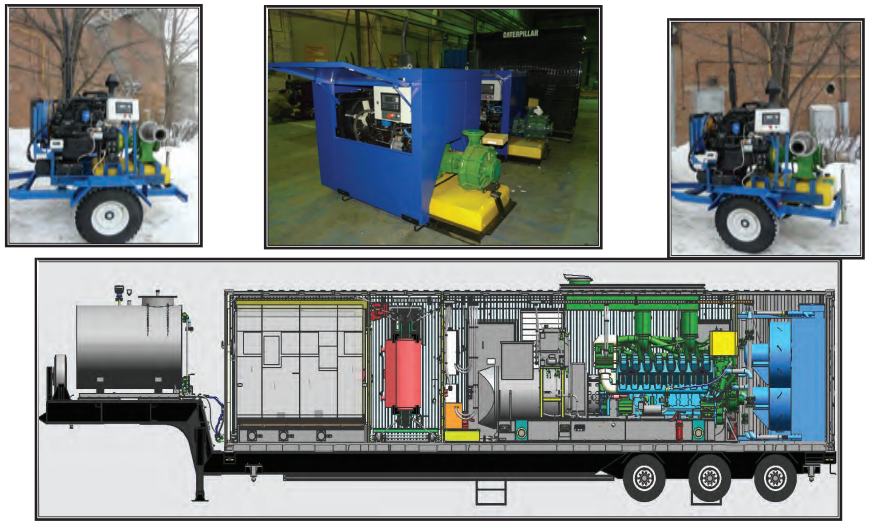
1. Высокий уровень дублирования систем, конструкций и компонентов и источников питания (дизель-генераторов) на Украинских реакторах ВВЭР предоставляет дополнительные возможности и гибкость для управления аварией. В проект ВВЭР-440 (ОП РАЭС) уже внесены дополнительные улучшения безопасности для предотвращения тяжелых аварий (дополнительная аварийная система питательной воды, межблочные и системные электрические взаимосвязи, противоаварийные мероприятия)
2. Большой запас воды на АЭС с реактором ВВЭР увеличивает время доступное для управления тяжелыми авариями. Расчеты показали, что для реакторов ВВЭР-1000 существует достаточный запас времени(7-10 частов) для восстановления функции охлаждения реактора. (Для реакторов ВВЭР-440 запас времени существенно больше в связи с большим количеством воды в реакторе).
3. Таким образом проблема риска отказа по общей причине для обоих типов энергоблоков решается за счет подключения мобильных установок для восстановления функции охлаждения активной зон,ы которое должно обеспечить возможность быстрого подсоединения и которое должно храниться в безопасном месте

Основные выводы по результатам стресс-тестов

1. В проектах АЭС Украины учтены все возможные внешние экстремальные природные воздействия. Безопасность АЭС при проектных значениях воздействий обоснована в материалах Отчета по анализу безопасности и дополнительно проверена в рамках отчетов по стресс-тестам. Уязвимость энергоблоков в условиях тяжелых аварий оценена для всех типов энергоблоков эксплуатируемых в Украине.
2. Проекты АЭС обладают запасами безопасности по отношению к внешним экстремальным природным воздействиям, характеристики которых превышают проектные значения. Однако эти запасы признаны недостаточными для случая аварии аналогичной аварии на АЭС Фукусима.
   Восстановление функции охлаждения активной зоны в случае такого рода аварии решаются внедрением мобильных насосных и генераторных установок, а также внедрением РУТА для РУ и БВ для всех эксплуатационных состояний энергоблоков.
3. Внедрение стратегий РУТА потребует выполнения ряда дополнительных реконструктивных мероприятий, таких как, квалификация оборудования, установка рекомбинаторов водорода в ГО, аварийный сброс давления в ГО, ПАМС и т.п.
   Все выявленные по результатам стресс-тестов проблемные вопросы включены в национальную программу повышения безопасности.

Основные мероприятия по повышению безопасности запланированные в Украине

МОБИЛЬНЫЕ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРЫ И МОТОПОМПЫ



Меры по ускорению и уточнению ранее запланированных КсППБ мероприятий

1. Разработка и внедрение руководств по управлению тяжелыми авариями
2. Выполнение мероприятий по контролю и снижению концентрации водорода в гермооболочке в условиях запроектных аварий
3. Сохранение целостности гермооболочки, в случае взаимодействия с расплавом топливосодержащих материалов после разрушения корпуса реактора при тяжелой аварии
4. Разработка и реализация аварийной диагностики в условиях тяжелой аварии

Дополнительные мероприятия, включенные в КсППБ по результатам стресс тестов

1. Внедрение системы фильтруемого сброса среды из ГО в условиях тяжелых аварий (№16205 КсППБ);
2. Обеспечение подпитки ПГ в условиях длительного полного обесточивания АЭС (№13307)
3. Обеспечение аварийного электроснабжения в условиях длительного полного обесточения АЭС (№15103)
4. Обеспечение работоспособности потребителей технической воды группы «А» при обезвоживании брызгальных бассейнов (№13511)
5. Обеспечение подпитки и охлаждения бассейна выдержки в условиях длительного полного обесточения АЭС (№11305)
6. Приборное обеспечение во время и после аварии»(№14101)

Уроки, извлеченные из аварии на АЭС

Фукусима-1 и вопросы экономики

- Уроки Фукусимы дали новый толчок развитию атомной энергетики, который должен привести к новому качественному уровню безопасности АЭС.
- Этот процесс потребует дополнительных экономических затрат, однако такие затраты необходимая цена за обеспечение безопасности АЭС , которая во много раз меньше тех последствий которые были получены вследствие аварии на АЭС Фукусима и Чернобыльской аварии.
- Резюмируя, можно отметить, что, несмотря на те негативные последствия, которые принесла авария на АС Фукусима, атомная энергетика на сегодня не имеет альтернатив и остается привлекательной, с точки зрения использования энергоресурсов и продолжает оставаться основой энергетической независимости для многих стран мира.

ЕНЕРГОАТОМ ENERGOATOM

31

ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ»

НИЦ «Курчатовский институт»

Перспективные проекты реакторных установок ВВЭР

Беркович В.Я.

Семченков Ю.М.

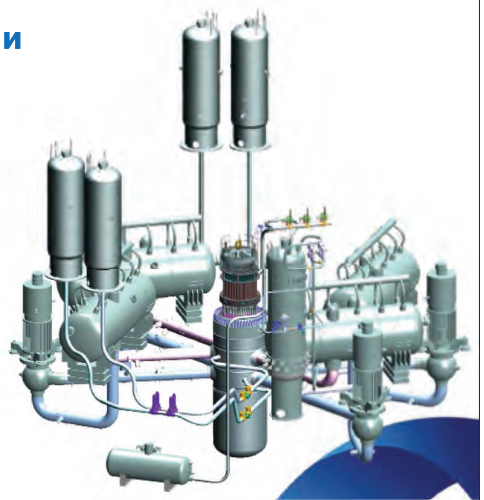
Восьмая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики»

МНТК-2012

г.Москва, 23-25 мая 2012 г.

Развитие ВВЭР

Основой для эволюционного развития и совершенствования РУ ВВЭР, является проект ВВЭР-1200 для АЭС-2006, которая сооружается в настоящее время на площадках НВАЭС-2 и ЛАЭС-2.



Развитие ВВЭР

Новые проекты

- ✓ **4-петлевая РУ ВВЭР ТОИ;**
- ✓ **3-петлевая РУ ВВЭР-900 (1000) на базе оборудования и технологии ВВЭР-1200 (1300);**
- ✓ **2-петлевая РУ ВВЭР-600 (650, 700) на базе оборудования и технологии ВВЭР-1200 (1300);**
- ✓ **2-петлевая РУ ВВЭР-1200А с использованием конструкторского задела по ПГВ-1500;**
- ✓ **3-петлевая РУ ВВЭР-1800 с использованием конструкторского задела по ВВЭР-1500 и ВВЭР-1200А;**
- ✓ **Эволюционный вариант СУПЕР-ВВЭР со спектральным регулированием (экономия природного урана до 30%);**
- ✓ **Инновационный вариант СУПЕР-ВВЭР со сверхкритическими параметрами пара (ВВЭР-СКД) для работы в структуре ЗЯТЦ (коэффициент воспроизводства топлива ~ 1).**

ВВЭР ТОИ

Типовой:
- Референтность
- Унификация
- Лицензирование

Оптимизированный:
- Стоимость и сроки сооружения, удельные показатели АЭС
- Уровень безопасности
- Эксплуатационные показатели

Информатизированный:
- Новые технологии управления информацией жизненного цикла АЭС

Оптимизация технологии ВВЭР

ВВЭР ТОИ

НИЦ «Курчатовский институт»

Основные параметры РУ

Параметры	В-392	ВВЭР-1200	ВВЭР ТОИ
Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	3000	3200	3300
КИУМ	0,8	0,9	0,93
Давление теплоносителя на выходе из реактора, МПа	15,7	16,2	16,2
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	290	298,6	297,2
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	320	329,7	328,8
Максимальный линейный тепловой поток, Вт/см	448	420	420
Давление пара на выходе из коллектора пара ПГ (абсолютное), МПа	6,27	7,0	7,0
Расчетное давление первого контура, МПа	17,64	17,64	17,64
Расчетное давление второго контура, МПа	7,84	8,1	9,0
Максимальная по ТВС глубина выгорания топлива в выгружаемых ТВС (в базовом стационарном топливном цикле), МВт сут/кгU	49	до 70	до 70
Межперегрузочный период, мес	12	12/18	12/18
Время нахождения топлива в активной зоне, год	4	4-5	4-5

Основные направления оптимизации ВВЭР ТОИ

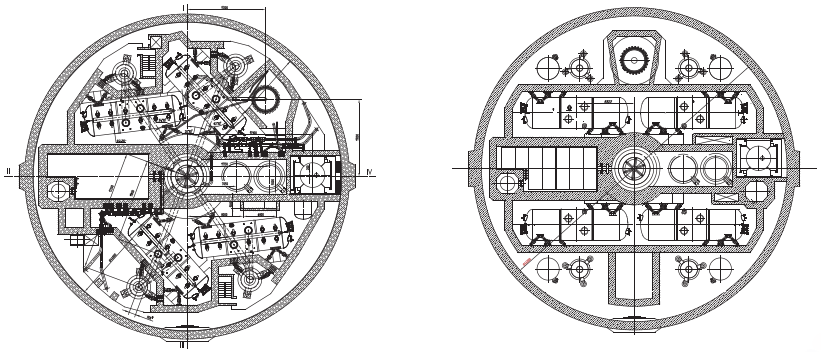
НИЦ «Курчатовский институт»

1. Повышение мощности
2. Компоновка реакторного отделения
3. Оптимизация конструкции корпуса реактора
4. Оптимизация конструкции активной зоны
5. Оптимизация конструкции ПГ
6. Оптимизация конструкции ГЦНА
7. Достижение КТИ 0,93
8. Оптимизация систем безопасности

ВВЭР ТОИ. Компоновка реакторного отделения

НИЦ «Курчатовский институт»

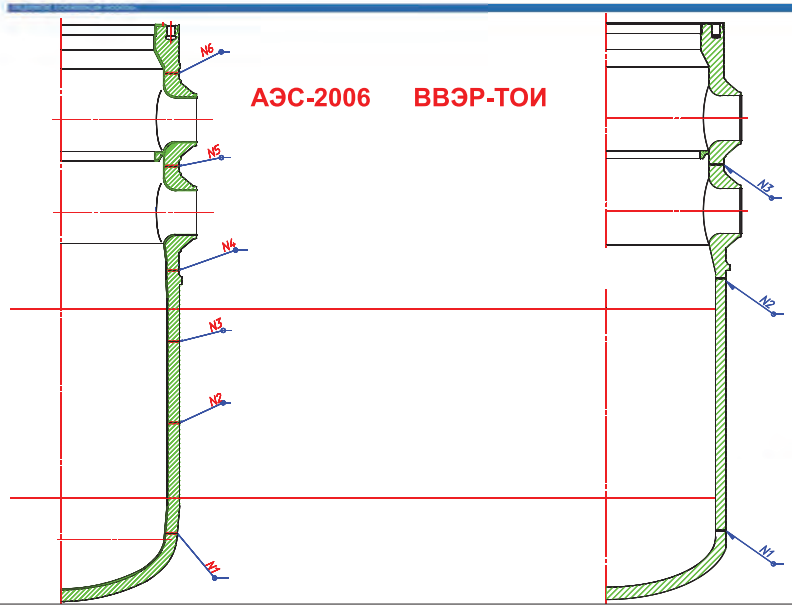
НВАЭС-2 → ВВЭР-ТОИ



Новая компоновка позволяет при неизменном внутреннем диаметре герметичной оболочки (44 м) разместить парогенераторы большей длины

ВВЭР ТОИ. Оптимизация конструкции корпуса реактора

НИЦ «Курчатовский институт»



ВВЭР ТОИ.
Оптимизация конструкции активной зоны

НИЦ «Курчатовский институт»

Направления:

- увеличение загрузки топлива в активной зоне и увеличение поверхности теплообмена:
  - удлинение топливного столба
  - увеличение наружного диаметра топливной таблетки
  - уменьшение диаметра центрального отверстия топливной таблетки
  - увеличение количества топливных элементов в ТВС
  - повышение обогащения топлива до значения превышающего 5% (перспектива)
- оптимизация размещения датчиков ВРК и ОР СУЗ;
- применение аксиального профилирования твэгов по содержанию поглотителя;
- применение уран-эрбиевого топлива (перспектива);
- интенсификация теплообмена и перемешивания теплоносителя в ТВС (перспектива).

Результаты:

При повышенной, по сравнению с АЭС-2006, тепловой мощности (3300 МВт):

- реализуется 18-ти месячный топливный цикл;
- сохраняется ограничение на максимальный линейный тепловой поток;
- выполняются проектные критерии по запасу до кризиса теплоотдачи.

ВВЭР ТОИ.
Оптимизация конструкции парогенератора

НИЦ «Курчатовский институт»



ПГВ-1000 МКП Масса 337 т Длина 13820 мм



ПГВ-1000 МКО Масса 353 т Длина 14820 мм

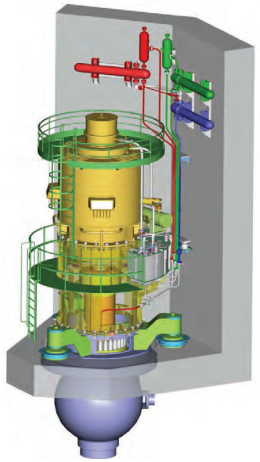
Парогенератор ПГВ-1000 МКО обладает оптимизированной исходя из мощности реактора 3300 МВт площадью зеркала испарения и площадью поверхности теплообмена.

В связи с увеличением габаритов ПГ требуется проведение оценок условий транспортабельности ПГ по ж/д.

$P_{расч}$=9,0 МПа

ВВЭР ТОИ.
Оптимизация конструкции ГЦНА

НИЦ «Курчатовский институт»



Для АЭС с ВВЭР-1200 и ВВЭР ТОИ планируется использовать ГЦНА с охлаждением и смазкой подшипников насоса и двигателя **водой**, что позволит:

- исключить масло в боксе ГЦНА;
- повысить пожаробезопасность АЭС;
- упростить систему пожаротушения АЭС;
- упростить компоновку в боксе ГЦНА;
- упростить процедуру пуска ГЦНА.

ВВЭР ТОИ. Достижение КТИ 0,93

НИЦ «Курчатовский институт»

- 18-месячный топливный цикл (в перспективе 24-месячный топливный цикл с обогащением по U235 > 5%);
- Ремонтный цикл оборудования 4,5 года, не менее;
- Применение автоматизированных средств ТО и Р;
- Снижение количества сварных швов на оборудовании;
- Применение в конструкции быстросъемных элементов;
- Оптимизация графиков каждого ремонта;
- Применение в ходе ТО прогрессивных технологий (совмещение операций ТО, выполнение части работ при работе блока на мощности).

ВВЭР ТОИ. Оптимизация СБ

НИЦ «Курчатовский институт»

Комбинация пассивных и активных СБ без внутреннего резервирования.

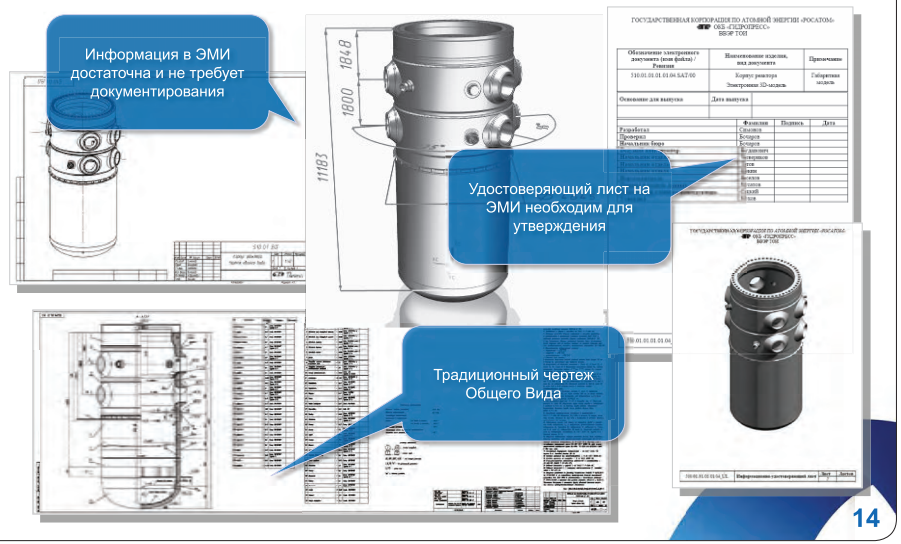
Направления оптимизации:

- модернизация ГЕ-2, внедрение ГЕ-3 для обеспечения автономности после 24 часов (до 72 часов) при ЗПА;
- расширение функциональных требований и проектных основ пассивных систем безопасности, исходя, в первую очередь, из возможности преодоления ими проектных аварий;
- исключение элементов внутреннего резервирования в каналах активных СБ и получение за счет этого экономии оборудования, трубопроводов, кабелей, затрат на монтаж и эксплуатацию;
- оптимизация характеристик ГЕ-1 для обеспечения непрерывной подачи теплоносителя совместно с ГЕ-2 в условиях отказов активной части САОЗ.

13

Информатизация жизненного цикла, внедрение датацентричных технологий, 3D-проектирования

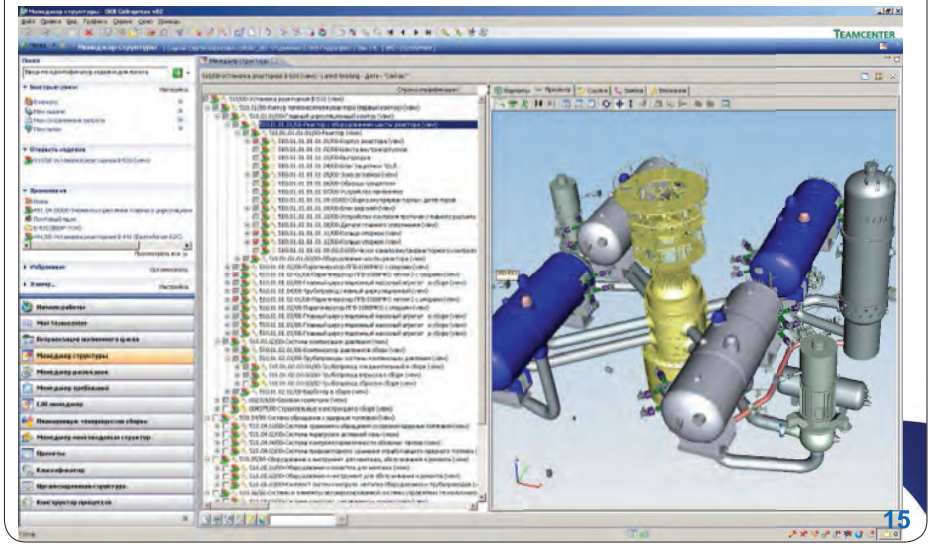
Электронная модель РУ ВВЭР ТОИ



14

Информатизация жизненного цикла, внедрение датацентричных технологий, 3D-проектирования

3D модель РУ ВВЭР ТОИ



15

2-петлевая РУ средней мощности ВВЭР-600

НИЦ «Курчатовский институт»

Концепция проекта ВВЭР-600 (650, 700):

- ✓ **2-петлевая РУ;**
- ✓ **Разработка на базе ВВЭР-1200 (1300):**
  - **прямое заимствование оборудования;**
  - **референтность;**
- ✓ **Обеспечение безопасности не ниже требований к АЭС поколения 3+;**
- ✓ **Проектный срок службы 60 лет;**
- ✓ **Удержание расплава активной зоны в корпусе реактора в ходе тяжелой ЗПА;**
- ✓ **Максимальное использование результатов выполненных НИОКР по проектам РУ с ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200;**
- ✓ **Постановка оборудования на производство не требует значительных затрат;**
- ✓ **Реализация концепции "мощность петли" вместо "мощность РУ", разработка 3-петлевой РУ ВВЭР-900 (1000).**

16

2-петлевая РУ средней мощности ВВЭР-600

НИЦ «Курчатовский институт»

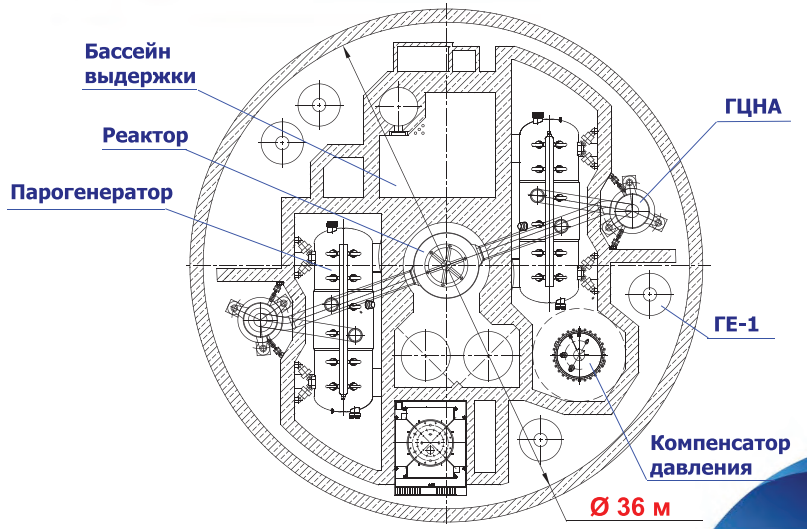
Преимущества 2-петлевой компоновки перед 4-петлевой:

- ✓ Сокращение удельной металлоемкости РУ;
- ✓ Сокращение сроков монтажа оборудования;
- ✓ Уменьшение внутреннего диаметра гермооболочки;
- ✓ Сокращение эксплуатационных затрат на 20-25%.

Максимальное заимствование основного оборудования из проекта ВВЭР-1200 позволяет сократить сроки разработки проекта РУ и упростить постановку оборудования на производство.

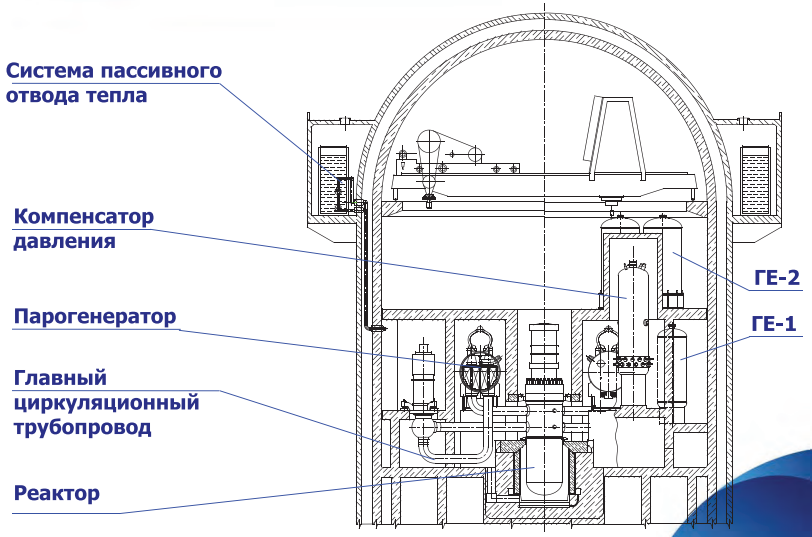
2-петлевая РУ средней мощности ВВЭР-600

НИЦ «Курчатовский институт»



2-петлевая РУ средней мощности ВВЭР-600

НИЦ «Курчатовский институт»



2-петлевая РУ ВВЭР-1200А

НИЦ «Курчатовский институт»

Концепция проекта ВВЭР-1200А

- ✓ 2-петлевая РУ;
- ✓ Отказ от требования обеспечения транспортабельности оборудования РУ по железной дороге;
- ✓ РУ ВВЭР-1200 с увеличенным диаметром ГЦТ (Ду1000);
- ✓ Парогенератор на базе ПГВ-1500 (с увеличенной длиной и площадью теплообменной поверхности);
- ✓ повышение рабочих и расчетных параметров второго контура ($P_{раб.\ II\ конт.}$ = 7,35 МПа; $P_{расч.\ II\ конт.}$ = 9,5 МПа);
- ✓ ГЦНА – новая разработка;
- ✓ Обеспечение безопасности не ниже требований к АЭС поколения 3+;
- ✓ Проектный срок службы 60 лет;
- ✓ Реализация концепции "мощность петли" вместо "мощность РУ".

2-петлевая РУ ВВЭР-1200А

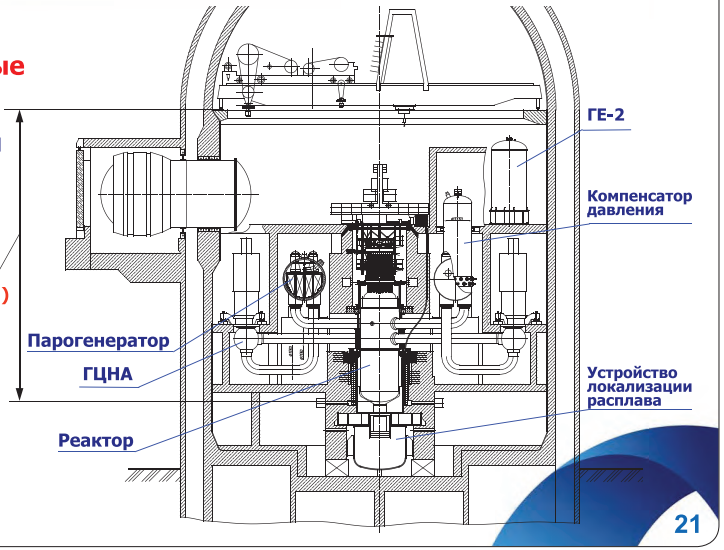
НИЦ «Курчатовский институт»

Компоновочные решения

Вертикальный разрез здания реактора

35,9 м

(АР-1000 – 47 м)



21

2-петлевая РУ ВВЭР-1200А

НИЦ «Курчатовский институт»

Сравнение масс оборудования 1 контура ВВЭР-1200 и ВВЭР-1200А

	ВВЭР-1200	ВВЭР-1200А
Реактор	940 т	940 т
ГЦТ	252 т	145 т
Парогенераторы	4 3450 т	2 3790 т
Компенсатор давления	215 т	215 т
ГЦНА	4 3139 т	2 3200 т
Суммарная масса оборудования 1 контура	3763 т	3280 т
Удельная масса оборудования 1 контура, т/МВт(тепл.)	1,18	1,03

22

Супер-ВВЭР

НИЦ «Курчатовский институт»

Концерном «Росэнергоатом» поставлена задача создания нового поколения реакторов ВВЭР для работы на переходном этапе и в замкнутом топливном цикле.

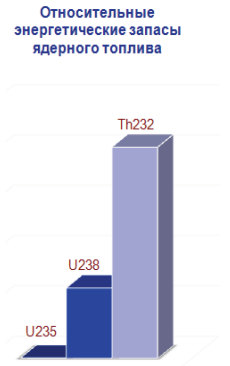
Это направление инновационного реактора с кардинально улучшенным использованием топлива получило название «Супер-ВВЭР».

23

Мотивация разработки проекта Супер-ВВЭР

НИЦ «Курчатовский институт»

- Использование в современной АЭ только ~0,4% природного урана, в основном изотопа урана-235, запасы которого ограничены.
- Наличие большого запаса урана-238 и тория-232, энергетический ресурс которых на порядки больше, чем у нефти и газа.
- Необходимость создания надежной и устойчивой АЭ России на основе многокомпонентной структуры АЭ.



24

Цели проекта Супер-ВВЭР

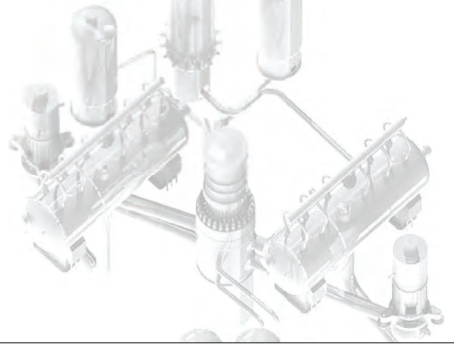
- Повышение экономической эффективности и конкурентоспособности освоенной технологии ВВЭР на различных «рыночных пространствах»;
- Ориентация на индустриальное (серийное) производство на основе использования мирового опыта и передовых технологий;
- Максимальное использование освоенных технологий на основе легководного теплоносителя в ЗЯТЦ;
- Снижение расхода природного урана до уровня (130 – 135) т/ГВт(э) в год;
- Создание реактора, адаптируемого к требованиям ИЯЭС с ЗЯТЦ в рамках концепции устойчивого развития.

25

Варианты Супер-ВВЭР

Эволюционный Супер-ВВЭР –вариант, максимально использующий традиционные технологии ВВЭР.

Инновационный Супер-ВВЭР – вариант высокоэффективной АЭС четвертого поколения, наиболее полно реализующий цели Супер-ВВЭР.



26

Эволюционный Супер-ВВЭР

Облик:

- параметры традиционных ВВЭР;
- тесная решетка твэлов;
  - ✓ более жесткий спектр;
  - ✓ повышенный КВ (КК);
- спектральное регулирование;
- максимальное уменьшение количества поглотителей в активной зоне в процессе выгорания;
- широкие эксплуатационные возможности (маневрирование, топливные циклы и др.)

Для достижения цели необходимо в традиционном ВВЭР изменить ТВС, ПС СУЗ, ВКУ, привода СУЗ (возможно, потребуется изменение высоты корпуса реактора и конструкции ГЦНА).

27

Эволюционный Супер-ВВЭР

Два варианта

Средняя мощность

- реактор ВВЭР-600СР (на базе ВВЭР-1200);
- две петли;
- твэлы ∅ 9,1 мм;

Большая мощность

- реактор ВВЭР-1000СР (на базе ВВЭР-1000 или 1200);
- четыре петли;
- твэлы ∅ 6,8 мм;

28

Эволюционный Супер-ВВЭР

НИЦ «Курчатовский институт»

Ожидаемые характеристики топливного цикла:

- КВ около 0,7 - 0,8 (0,4 в АЭС-2006);
- расход природного урана около 137 т/ГВт$_э$ при содержании урана-235 в отвальном уране ~0,1% (197 т/ГВт$_э$ в АЭС-2006 при содержании урана-235 в отвальном уране ~0,2%);
- Отсутствие жидкого и выгорающего поглотителя.

29

Инновационный Супер-ВВЭР (ВВЭР-СКД)

НИЦ «Курчатовский институт»

Инновационный Супер-ВВЭР – это реактор, охлаждаемый водой СКД (ВВЭР-СКД).

Создание подобных водо-водяных энергетических реакторов со сверхкритическими параметрами пара и регулируемым спектром нейтронов предусмотрено в Энергетической стратегии России, которая была утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г.

В июле 2011 г. Россия подписала системное соглашение Международного форума «Поколение-4» (GIF) по направлению реакторов с водой сверхкритического давления SCWR.

Участники GIF по направлению SCWR:

Евросоюз Канада Япония Россия



30

Инновационный Супер-ВВЭР (ВВЭР-СКД)

НИЦ «Курчатовский институт»

Ожидаемые преимущества АЭС с ВВЭР-СКД

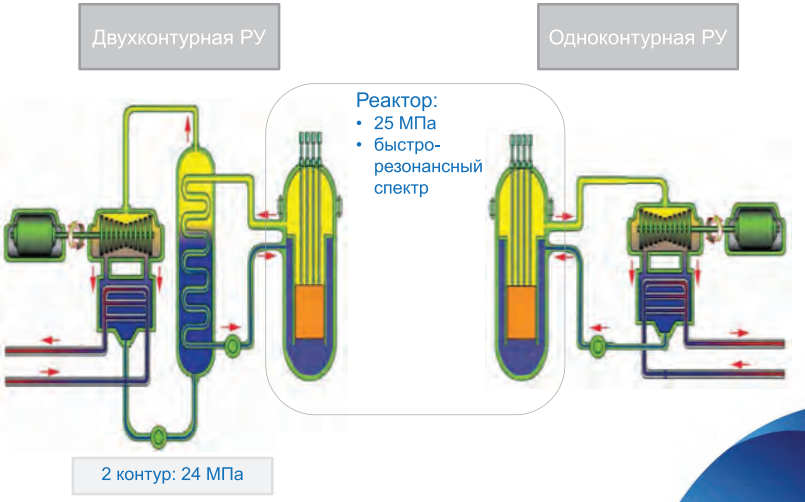
- снижение капитальных затрат;
- применение серийного оборудования машинного зала из тепловой энергетики (турбины, подогреватели и т.д.)
- сокращение сроков строительства;
- высокий коэффициент полезного действия (41-43%);
- высокий коэффициент воспроизводства топлива (0,9-1,0), за счет более жесткого спектра нейтронов;
- низкий расход природного урана.

31

Инновационный Супер-ВВЭР (ВВЭР-СКД)

НИЦ «Курчатовский институт»

Концепция ВВЭР-СКД



32

Инновационный Супер-ВВЭР (ВВЭР-СКД)

НИЦ «Курчатовский институт»

Международная кооперация

1. В рамках GIF:
   - Необходимо подписание проектных соглашений по действующим проектам:
     - ✓ теплогидравлика и безопасность,
     - ✓ материалы и химия воды.
   - Необходимо выступить с инициативой нового проектного соглашения по разработке и сооружению в России экспериментального реактора малой мощности (продемонстрирована заинтересованность стран-участников);
2. В рамках двухсторонних соглашений и контрактов с заинтересованными странами.
3. В рамках координационных исследовательских проектов МАГАТЭ.

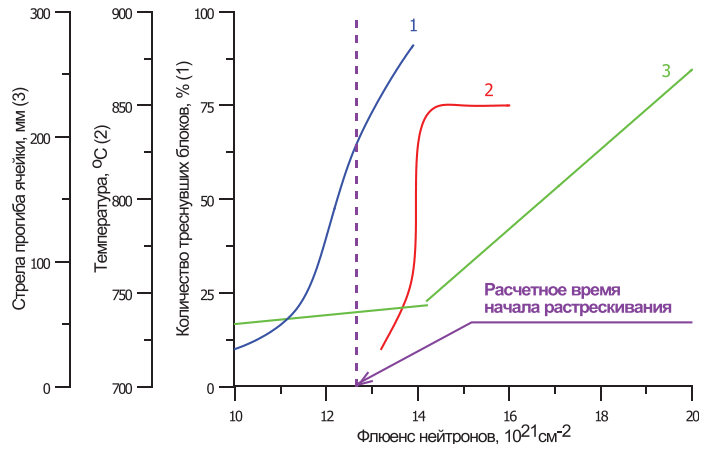
Исследование свойств графита, оценка технического состояния и прогнозирование остаточного ресурса конструкционных элементов РУ РБМК, выполненных из графита

Я.И. Штромбах, О.К.Чугунов

История эксплуатации промышленных реакторов

Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

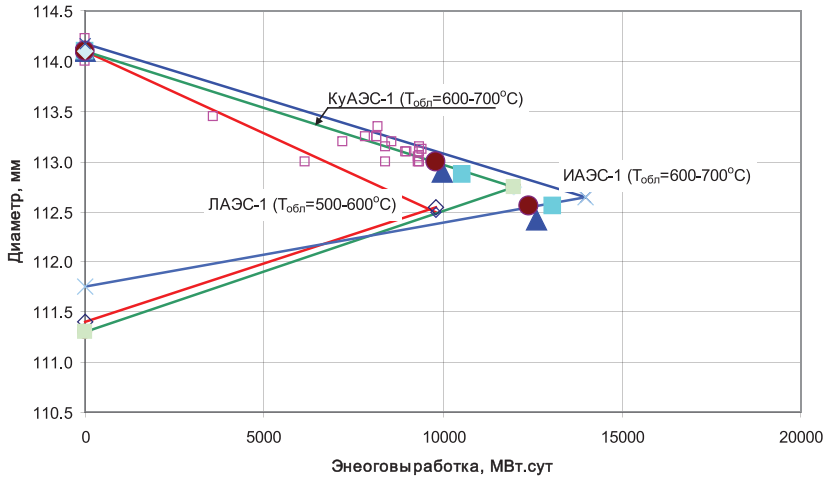
Деградация кладки реактора АВ-3



1 – Кривая накопления количества треснувших блоков
2 – Кривая изменения температуры графита кладки
3 – Темп искривления графитовых колонн (увеличение стрелы прогиба периферийных ячеек)

Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

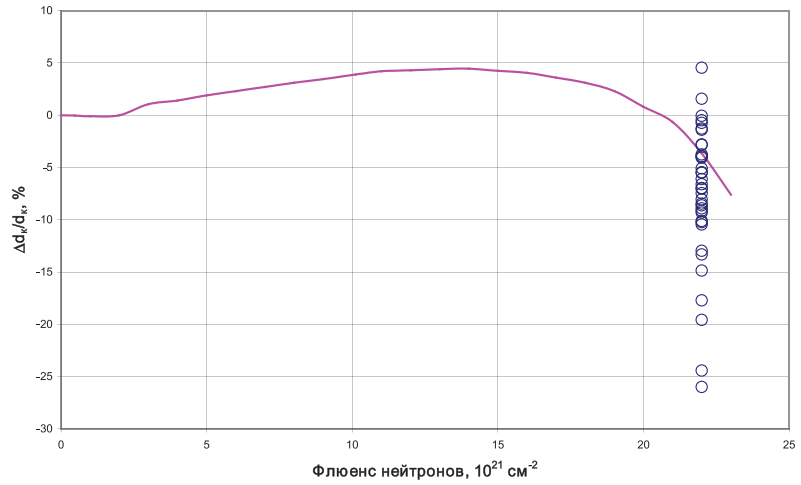
Скорость усадки графитовых блоков и изменения величины газового зазора для различных АЭС



Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

Относительное изменение плотности графита кернов, взятых из кладки реактора АДЭ-2 в 2004 г.

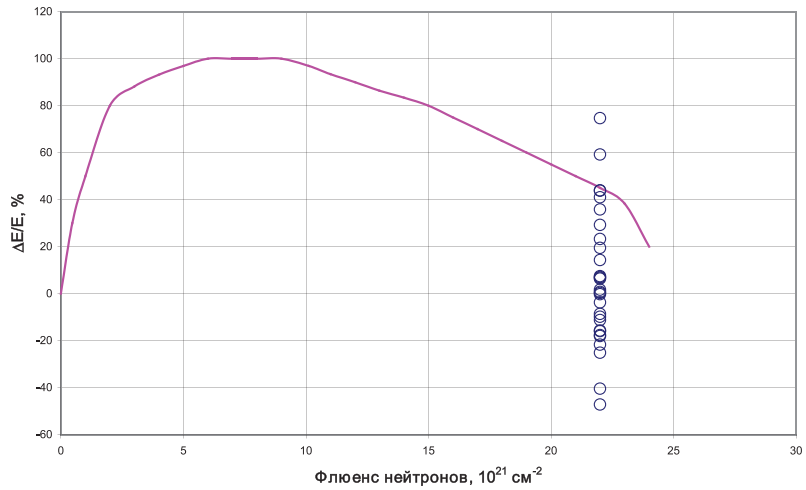
Сплошная линия – изменение плотности графита ГР-280 при аналогичных условиях облучения



Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

Относительное изменение величины модуля упругости графита кернов, взятых из кладки реактора АДЭ-2 в 2004 г.,

Сплошная линия – изменение модуля упругости графита ГР-280 при аналогичных условиях облучения



Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

Результат

На промышленных реакторах была показана возможность безопасной эксплуатации кладок при сохранении графитовыми блоками их несущей способности даже в случае появления в них продольных сквозных трещин и искривления колонн.

Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

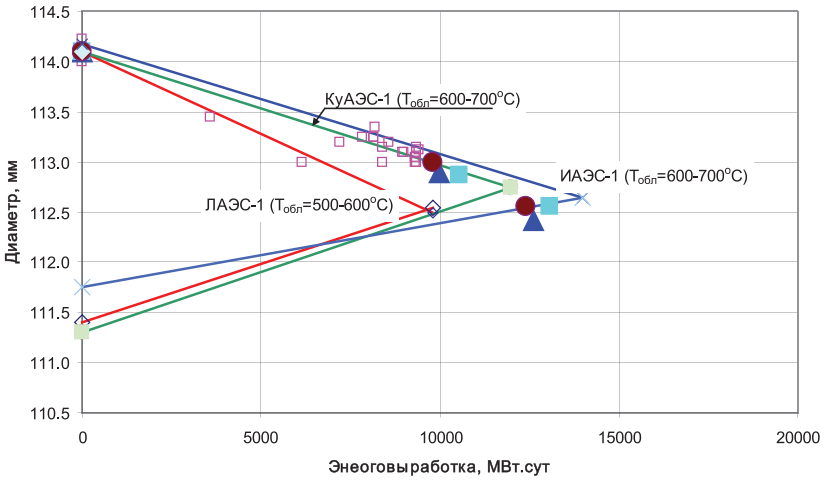
Эксплуатация графитовых кладок реакторов РБМК в рамках проектного срока эксплуатации

Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

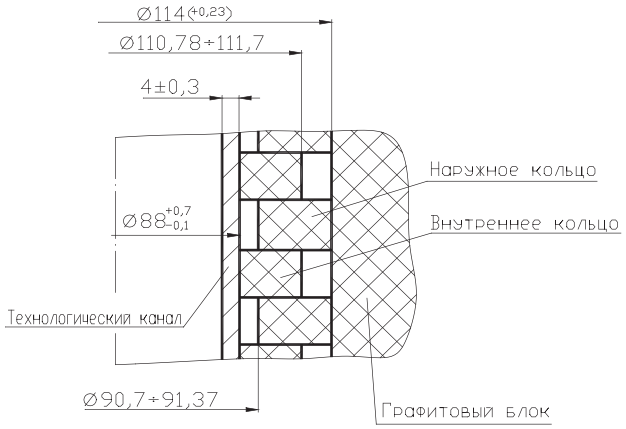
Критерии работы графитовых кладок реакторов РБМК

- Отсутствие силового взаимодействия между трубой технологического канала и графитовым блоком – исчерпания газового зазора (ГЗ);
- Целостность графитовых блоков – **отсутствие сквозных продольных трещин;**
- Вертикальная усадка колонн – **обеспечение работоспособности узла телескопического соединения (ТСТ).**

Скорость усадки графитовых блоков и изменения величины газового зазора для различных АЭС

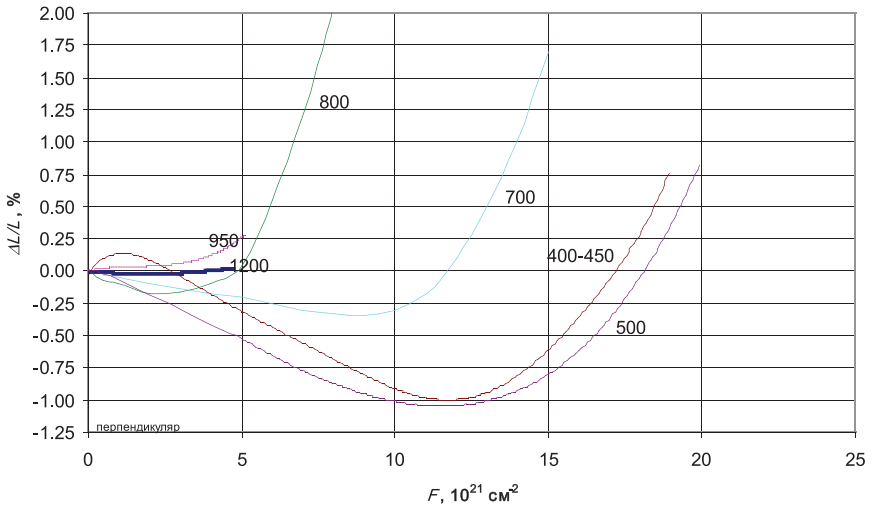


Фрагмент системы «ТК-кладка»

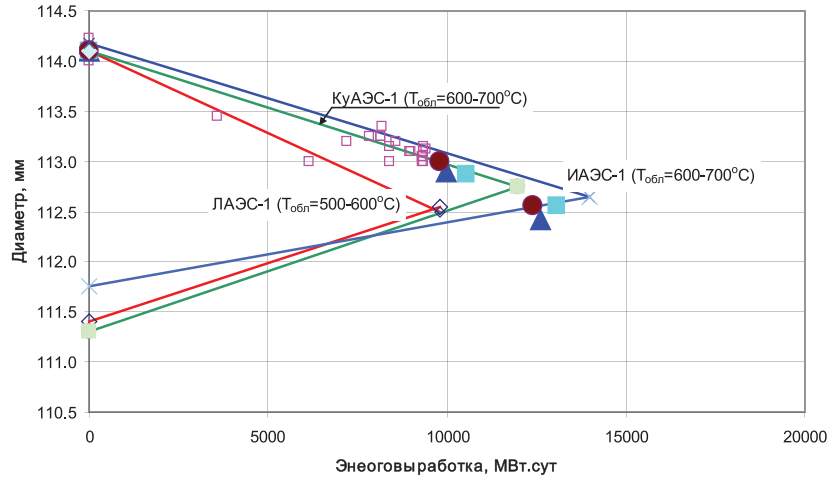


Критерий исчерпания газового зазора (ГЗ)

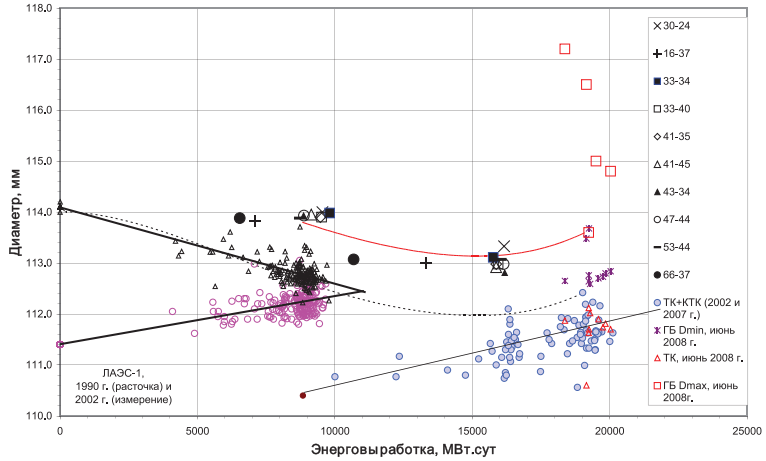
Радиационное формоизменение графита



Скорость усадки графитовых блоков и изменения величины газового зазора для различных АЭС



Зависимость изменения газового зазора в процессе работы реактора (увеличения энерговыработки на ячейку) с учетом изменения диаметра отверстия ГБ при образовании в нем сквозной продольной трещины



Выводы и результаты

Исследование кинетики исчерпания газового зазора показало, что он может быть исчерпан до назначенного строка эксплуатации реактора (30 лет).

Это явилось основанием для проведения ремонта графитовой кладки с расточкой отверстий графитовых блоков и заменой технологических каналов.

Эксплуатация графитовых кладок реакторов РБМК в рамках продлённого срока эксплуатации (ПСЭ)

Осуществляется в соответствии с утверждённой в 2005 году Концерном «Росэнергоатом» Методикой оценки остаточного ресурса графитовой кладки реактора РБМК-1000 (РД ЭО 362-0265), разработанной НИКИЭТ и НИЦ «Курчатовский институт».

Критерии оценки работоспособности графитовой кладки реакторов РБМК-1000

- Деградация графита как конструкционного материала ($F_н < F_{кр}$ - не превышение флюенса повреждающих нейтронов величины критического флюенса) **– сохранение прочностных свойств графита.**
- Растрескивание графитовых блоков и изгиб графитовых колонн - **предельная стрела прогиба колонн**

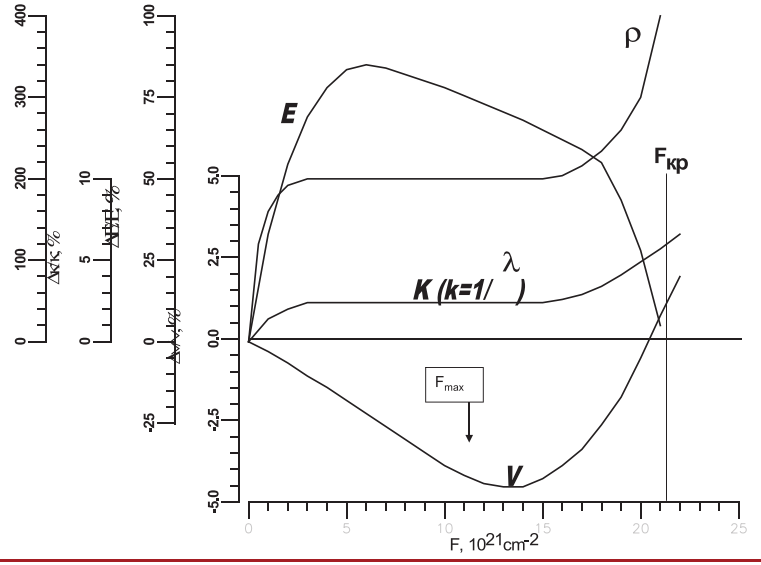
Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

Критерий достижения критического флюенса нейтронов (Fкр)

(резкое ухудшение прочностных и теплофизических свойств графита)

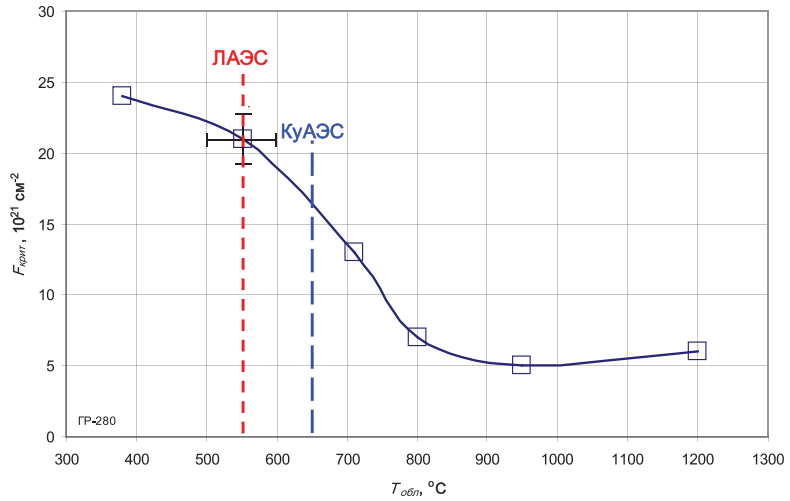
Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

Определение критического флюенса нейтронов

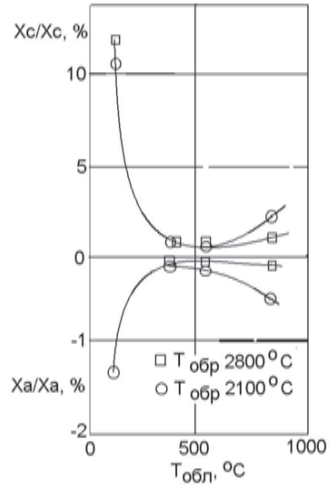


Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

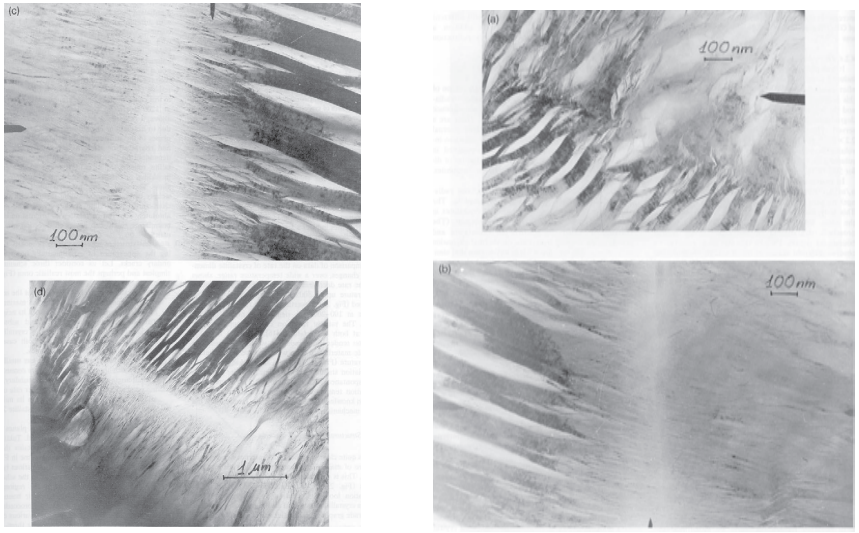
Температурная зависимость величины критического флюенса нейтронов $F_{кр}$



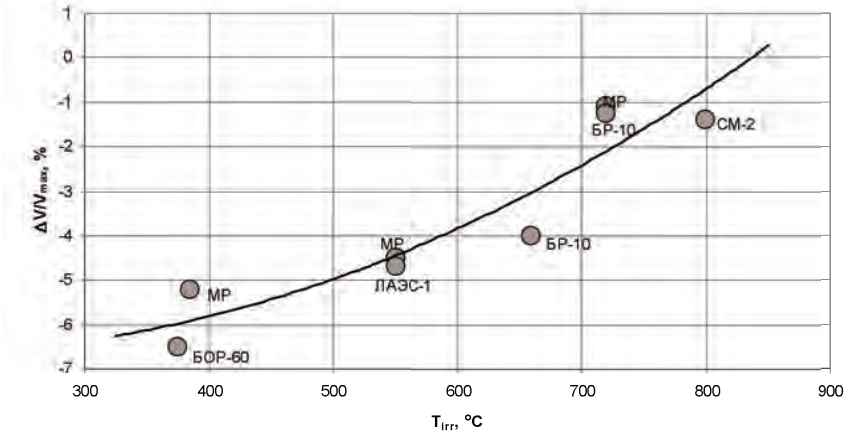
Относительное формоизменение образцов пирографита с различной термообработкой, в зависимости от температуры облучения



Кинетика деградации графита ГР-280 под действием облучения



Зависимость максимальных объемных изменений графита ГР-280 от температуры облучения

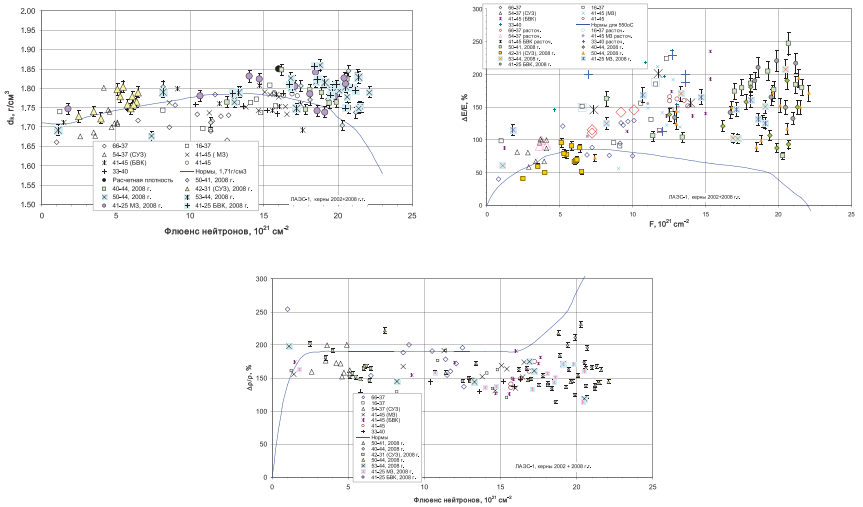


Соотношение между флюенсом достижения максимальной усадки графита F_{max} и $F_{кр}$

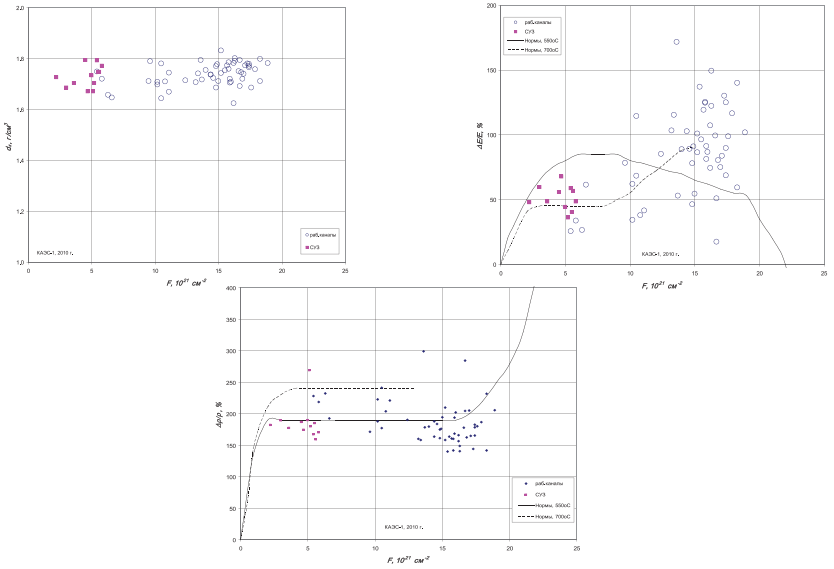
Реактор	$T_{обл.}$,°С	$\frac{F_{кр}\ (\Delta V/V = 0)}{F\ (\Delta V/V_{max})}$	Плотность потока нейтронов, φ, нейтрон/см²·с
МР	550	1,5	10^{14}
БР-10	720	1,5	10^{15}
СМ-2	800	1,7	2.10^{14}

Среднее = 1,55

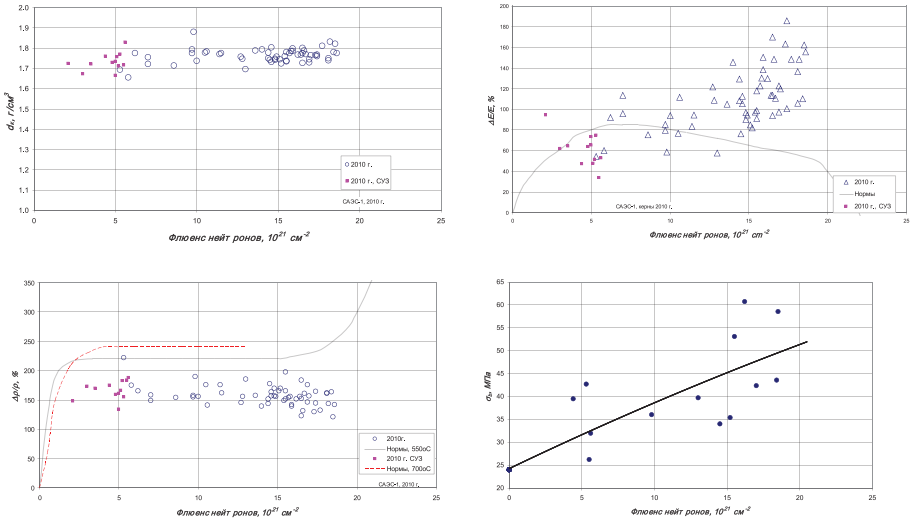
Изменение свойств графита кернов из кладки реактора ЛАЭС-1



Изменение свойств графита кернов из кладки реактора КуАЭС-1



Изменение свойств графита кернов из кладки реактора САЭС-1



Выводы и рекомендации

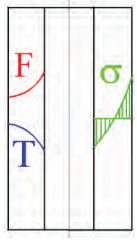
Исследование свойств кернов, взятых из кладок различных реакторов, позволило обосновать увеличение значения $F_{кр}$ (которое оказалось существенно больше чем величина $F_{кр}$, полученная на образцах), что в свою очередь позволило обосновать возможность безопасной работы реакторов в продлённом периоде эксплуатации.

Анализ условий эксплуатации графитовых кладок различных реакторов показал необходимость проведения работ по продлению срока службы индивидуально для каждого энергоблока.

Критерий растрескивания графитовых блоков и искривления графитовых колонн

Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

Схема распределения температуры и флюенса нейтронов в графитовом блоке. Характер напряжений и раскрытие продольной трещины



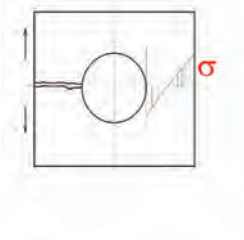
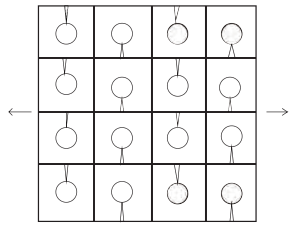
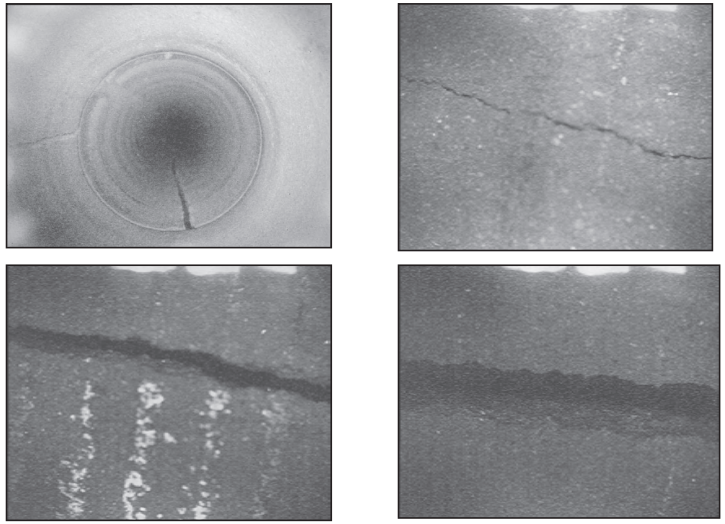


Схема деформации графитовой кладки за счет раскрытия трещин



Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

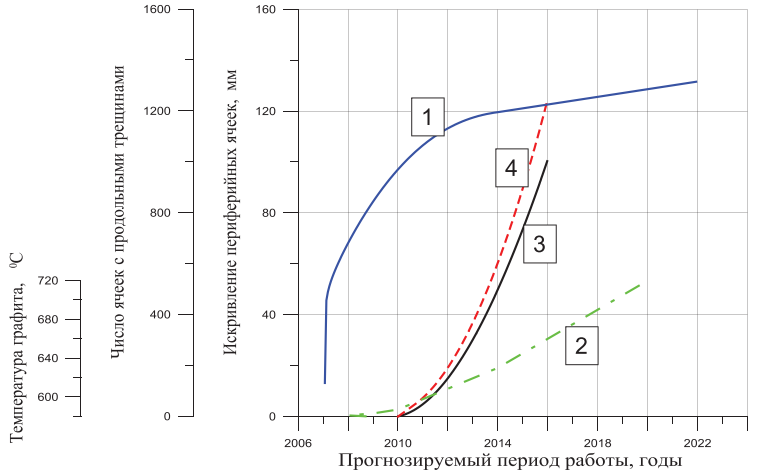
Трещины в графитовых блоках по результатам осмотра при обследовании в 2008 г. энергоблока №1 ЛАЭС



Национальный исследовательский центр
«Курчатовский институт»

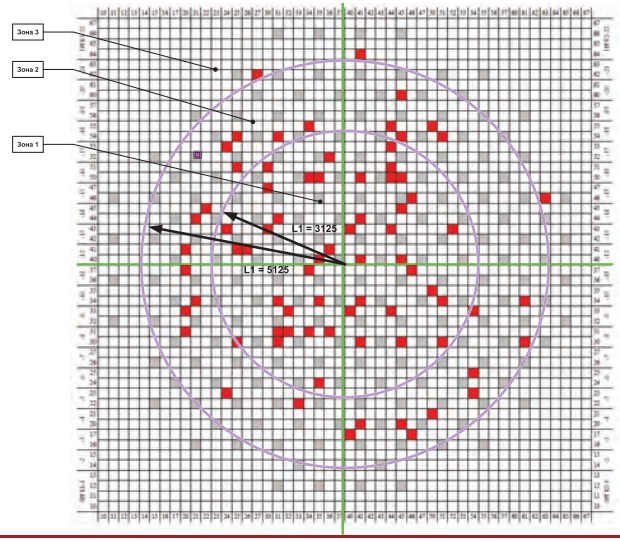
Прогноз накопления трещин в кладке ЛАЭС-1

(прирост энерговыработки принят ~600 МВт*сут/год)



1 – Накопление трещин. 2 – Температура. 3 – Стрела прогиба.
4 – Стрела прогиба (с учетом роста температуры)

Расположение зон искривления графитовых колон при обследовании кладки энергоблока №1 ЛАЭС в 2011 г.



Выводы

Подтверждена возможность эксплуатации кладок в условиях ускоренного формоизменения графита при условии постоянного мониторинга геометрических параметров кладок, а также взятие кернов графита.

В целях минимизации темпа искривления графитовых колон, являющегося основным критерием, ограничивающим срок эксплуатации кладки в условиях массового растрескивания графитовых блоков, необходимо:

- провести дальнейшую верификацию расчетных методик для снятия излишнего консерватизма в расчётах;
- Концерну «Росэнергоатом» совместно с Главным конструктором и Научным руководителем определить условия оптимальной эксплуатации энергоблоков.

РОСАТОМ

МНТК-2012

ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОРПОРАЦИЯ ПО АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ «РОСАТОМ»

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ И ВНЕДРЕНИЯ ЗАМКНУТОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

Сараев О.М.
Заместитель генерального директора –
управляющий проектом
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

23 мая 2012

В чём проблема?

- Задача перевода атомной энергетики на замкнутый топливный цикл упоминается едва ли не во всех программах развития отрасли.
- Вместе с тем, эта тема обезличена и уже четверть века не имеет сколько-нибудь конкретного плана реализации.

Главные причины – отсутствие нужды, программы реализации и мотивированного заказчика.

В сегодняшних условиях таким заказчиком может и должен стать ОАО «Концерн Росэнергоатом» (далее Концерн), так как он через 10 - 15 лет встретится с угрозой потери конкурентоспособности на рынке электроэнергии.

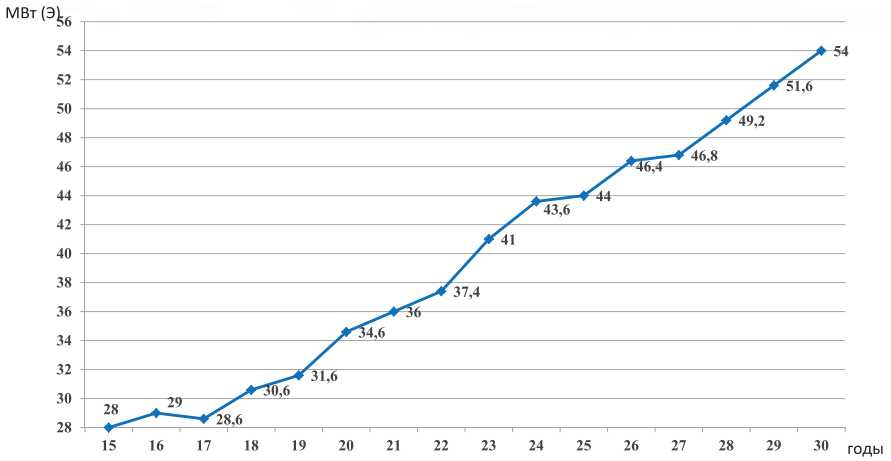
Причины проблемы и способ её решения

- Существенным препятствием для конкурентоспособного развития Концерна становятся:
  - исключительно низкая эффективность использования урана, определившая растущую затратность содержания «ядерного наследия»;
  - неприемлемый рост затрат на обращение с ОЯТ в связи с выводом из эксплуатации энергоблоков старого поколения;
  - независимое от Концерна ценообразование на урановое топливо и услуги по обращению с ОЯТ.
- Возникающие в связи с этим в Концерне проблемы необходимо компенсировать. Это возможно лишь с внедрением новых реакторных технологий и ростом доли плутония в производстве тепла, что является существом замыкания ядерного топливного цикла (ЯТЦ).
- Необходимость ускоренного замыкания ЯТЦ путем замещения урана-235 плутонием признана доминирующей в среднесрочных (до 2030 года) планах стратегического развития Концерна.

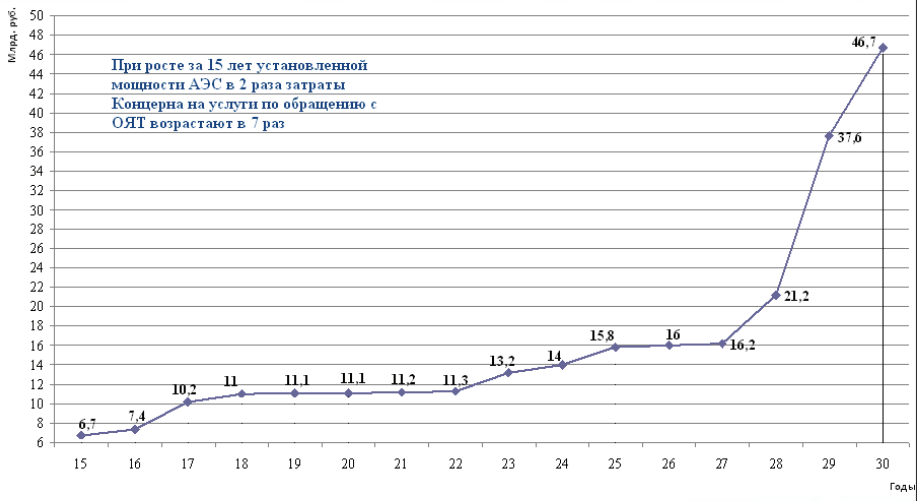
ОЦЕНКА УГРОЗЫ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»

ДИНАМИКА РОСТА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ

Дорожная карта долговременных действий Госкорпорации «Росатом»



ДИНАМИКА ЗАТРАТ НА УСЛУГИ ПО ОБРАЩЕНИЮ С ОЯТ



ПОЧЕМУ ЭТО ПРОИЗОЙДЕТ?

- С 2027 г. всё ОЯТ будет собственностью Концерна со всеми обременениями по обращению с ОЯТ.
- В период с 2016 по 2027 г.г. будут остановлены энергоблоки старого поколения для последующего вывода из эксплуатации мощностью более 12 ГВт, ОЯТ которых подлежит выгрузке и отправке на предприятия отрасли для хранения. До 2030 г. будет вывезено только топливо РБМК в массе 11 876 т.
- Ввод новых мощностей АЭС до 30-х годов вызовет еще большее увеличение объемов ОЯТ и затрат на хранение.
- Процесс носит отраслевой характер, но комплексных отраслевых планов сдерживания этого процесса нет.

КАК И ЧЕМ КОМПЕНСИРОВАТЬ

ОПАСНЫЙ РОСТ ТОПЛИВНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ В СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КОНЦЕРНА?

Исходя из наличия и перспектив наработки плутония, с учетом минимизации затрат на создание инфраструктуры и разнесения этих затрат во времени, замкнуть топливный цикл на базе установленной мощности АЭС 35 ГВт в комплексе с серией БН-1200 и ВВЭР-ТОИ, для чего:

1. Принять решение о строительстве серии из 6 энергоблоков с «быстрыми» реакторами типа БН-1200;
2. Принять решение об адаптации проекта ВВЭР-ТОИ к работе на МОХ-топливе;
3. Мобилизовать по нулевой стоимости «энергетический» плутоний «со склада», накопившийся от переработки ОЯТ ВВЭР, для изготовления МОХ-топлива энергоблоков БН-1200 (около 55 т к 2020 г.);
4. Мобилизовать по нулевой стоимости «оружейный» плутоний, предназначенный для утилизации и в зачет этой утилизации по соглашению с США, для изготовления МОХ-топлива энергоблоков ВВЭР-ТОИ (35 40 % активной зоны) до 38 т. ;

ПРОДОЛЖЕНИЕ

5. Создать производство МОХ-топлива для БН-1200 в 2 этапа;
6. Создать производство МОХ-топлива для ВВЭР-ТОИ;
7. Создать производство по переработке ОЯТ АЭС с реакторами на тепловых нейтронах в 2025 г. (1-ая очередь завода РТ-2);
8. Создать производство по переработке МОХ-топлива, облученного в реакторах БН-1200;
9. Создание производства по переработке ОЯТ из уранового и МОХ-топлива ВВЭР-ТОИ в 2028 г. (2-ая очередь завода РТ-2).

СОСТОЯНИЕ РЕАКТОРНЫХ И ТОПЛИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ФИНАНСОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ

ЭНЕРГОБЛОК С РЕАКТОРОМ-РАЗМНОЖИТЕЛЕМ БН-1200

1. Утверждена 28.09.2011 г. Генеральным директором Госкорпорации «Росатом» «Декларация о намерениях инвестирования в строительство энергоблока № 5 Белоярской АЭС» с реактором на быстрых нейтронах БН-1200.

2. Разработан и утвержден 28.11.2011 г. Первым заместителем Генерального директора ОАО «Концерн Росэнергоатом» «План мероприятий по подготовке сооружения энергоблока № 5 Белоярской АЭС» с реактором БН-1200.

3. Утвержден 18.01.2012 г. Генеральным директором ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Инвестиционный замысел строительства энергоблока № 5 Белоярской АЭС с реактором БН-1200».

4. Технические задания на разработку РУ БН-1200 и проектирование энергоблока с реактором БН-1200 мощностью 1250 тыс. кВт эл. согласованы ОАО «Концерн Росэнергоатом» и находятся в стадии оформления.

ПРОДОЛЖЕНИЕ

5. Приоритетной целью Концерна является завершение начатой разработки энергоблока с реактором БН-1200, с началом строительства в 2015 году и пуском его в эксплуатацию в 2020 году в качестве головного в серии из 6 энергоблоков.

6. Разработка проекта БН-1200 является результатом эволюционного развития натриевых БН на основе убедительной референции, с капитальными затратами, близкими к затратам равного по мощности ВВЭР, а также безопасностью не хуже поколения 3+. Более подходящего для предлагаемого плана замыкания топливного цикла реактора - размножителя до 2030 г. нет и не будет.

7. Разработка проекта финансируется из средств Федерального бюджета, предусмотренных в ФЦП «ЯЭНП», и софинансирования этой ФЦП Концерном. Строительство будет осуществляться за счет средств, заложенных в инвестиционной программе долговременных действий Госкопрорации «Росатом».

АЭС С ВВЭР-ТОИ

1.Необходимо выполнить обоснование и учесть в проекте возможность эксплуатации энергоблока с МОХ-топливом от 30 до 40 процентов загрузки активной зоны.

2. Разработать программу экспериментального подтверждения возможностей и условий работы МОХ-топлива на 1-2-х действующих ВВЭР-1000 в период до 2016 года.

3. Спроектировать и построить не позднее 2018 года производство МОХ-топлива для ВВЭР-ТОИ с использованием оружейного плутония в зачет соглашения с США об утилизации. За исходный материал при проектировании принять плутоний с пониженным, по сравнению с энергетическим, фоном («перчаточный»), выделенный из зоны воспроизводства и активной зоны реакторов БН-1200, на котором и будут работать ВВЭР после завершения утилизации.

4. Использование МОХ -топлива в ВВЭР-ТОИ планировать с 2020 года, для чего принять соответствующее решение.

5. Источники финансирования работ не определены.

Требования к производству смешанного уран-плутониевого топлива для серии БН-1200

1. В целях разнесения затрат по времени и с учетом наличия референтного оборудования ограниченной производительности и возможного совершенствования технологий производство топлива для серии БН-1200 целесообразно создавать в 2 этапа:

– 1-ая очередь производительностью 50 т/год в 2018 г.;

– 2-ая очередь производительностью ≥ 50 т/год в 2024 г.

2. В качестве основной топливной композиции принять смешанное двуокисное уран-плутониевое топливо (МОХ-топливо) с применением «энергетического» плутония после переработки ОЯТ тепловых реакторов.

3. В проектах очередей предусмотреть возможность адаптации к производству смешанного нитридного уран-плутониевого топлива.

4. Для создания производства топлива для серии БН-1200 необходимо принять соответствующее решение.

Требования к производству смешанного двуокисного уран-плутониевого топлива (МОХ-топлива) для энергоблоков ВВЭР-ТОИ

1. В целях разнесения затрат по времени и с учетом необходимости ускоренного перевода части активных зон ВВЭР-ТОИ на МОХ-топливо, а также возможного существенного совершенствования технологий к 2025 году, производство топлива целесообразно создавать в 2 этапа:

– 1-я очередь производительностью 150 т/год в 2018 г.;

– 2-я очередь производительностью ≥ 150 т/год в 2025 г.

2. Проектирование производства вести исходя из использования плутония после переработки ОЯТ БН-1200 с пониженным, по сравнению с «энергетическим», фоном («перчаточный»).

3. Для создания производства топлива энергоблоков ВВЭР-ТОИ необходимо принять соответствующее решение.

ПРОИЗВОДСТВО ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ОЯТ ВВЭР

1. На ПО «МАЯК» действует РТ-1, перерабатывающий ОЯТ ВВЭР-440 и БН-600 с выходом «энергетического» плутония до 1 т/год.

2. На ФГУП «ГХК» с 2018 г. будет действовать опытно-демонстрационный центр по переработке ОЯТ ВВЭР мощностью до 250 т/год с выходом энергетического плутония до 2,5 т/год.

3. В 2025 году для переработки ОЯТ ВВЭР-1000 будет сооружена первая очередь завода РТ-2 производительностью ≥ 700 т/год по тяжелому металлу с выходом «энергетического» плутония около 7 т/год для последующей подпитки энергоблоков с БН-1200.

• В 2028 году для переработки ОЯТ ВВЭР-ТОИ и ВВЭР-1000 будет сооружена вторая очередь завода РТ-2 производительностью ≥ 800 т/год по тяжелому металлу с выходом энергетического плутония ≥ 8 т/год (в соответствии с программой развития атомной энергетики за пределами 2030 г.)

Строительство РТ-2 и его финансирование предусмотрено ВЦП «Обращение с ОЯТ», курируемой дирекцией по ЯРБ Госкорпорации «Росатом».

ПРОИЗВОДСТВО ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ОЯТ БН-1200

Потребуется в 2025 г. и будет сооружено как специализированная нитка производительностью ≥ 100 т/год по тяжелому металлу с выходом «перчаточного» плутония > 14 т/год для изготовления МОХ-топлива ВВЭР-ТОИ после завершения ими программы утилизации оружейного плутония к 2027 году.

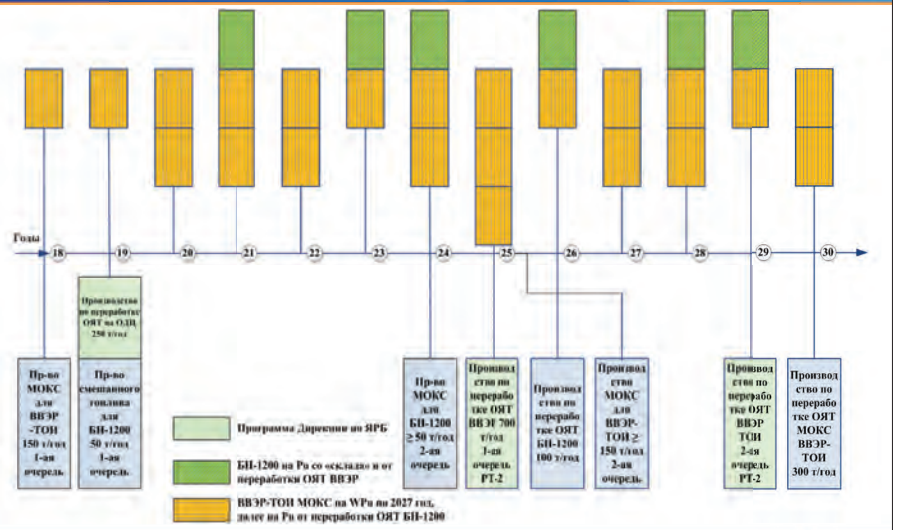
К настоящему времени проработаны 3 возможных технологии этого производства. Необходимо решение о продолжении работ по программам Дирекции по ЯРБ «Росатома».

ПРОИЗВОДСТВО ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ОЯТ МОХ ВВЭР-ТОИ

Потребуется в начале 30-х годов и будет построено в порядке расширения РТ-2 с выходом плутония для подпитки энергоблоков БН-1200.

Создание производства планируется «Росатомом» в составе ВЦП «Обращение с ОЯТ».

ДОРОЖНАЯ КАРТА I ЭТАПА ЗАМЫКАНИЯ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА



НАКОПЛЕНИЕ ПЛУТОНИЯ ПРИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПЛАНАХ ОБРАЩЕНИЯ С ОЯТ

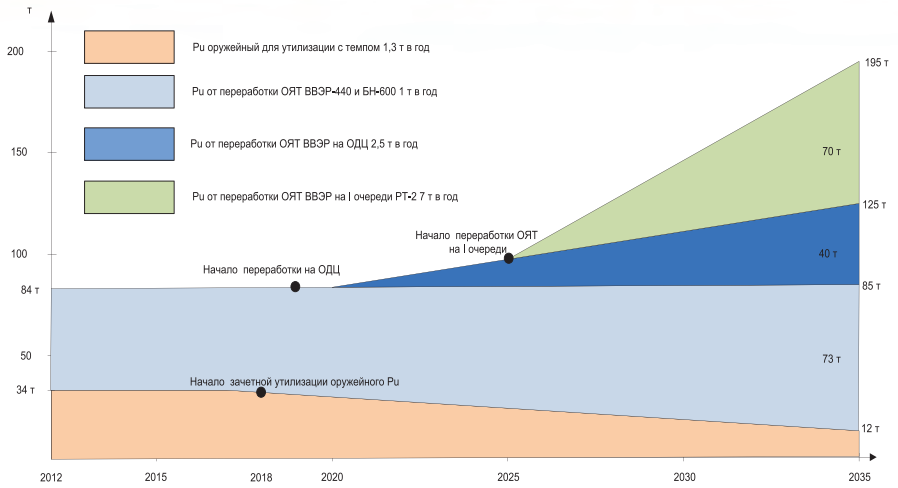
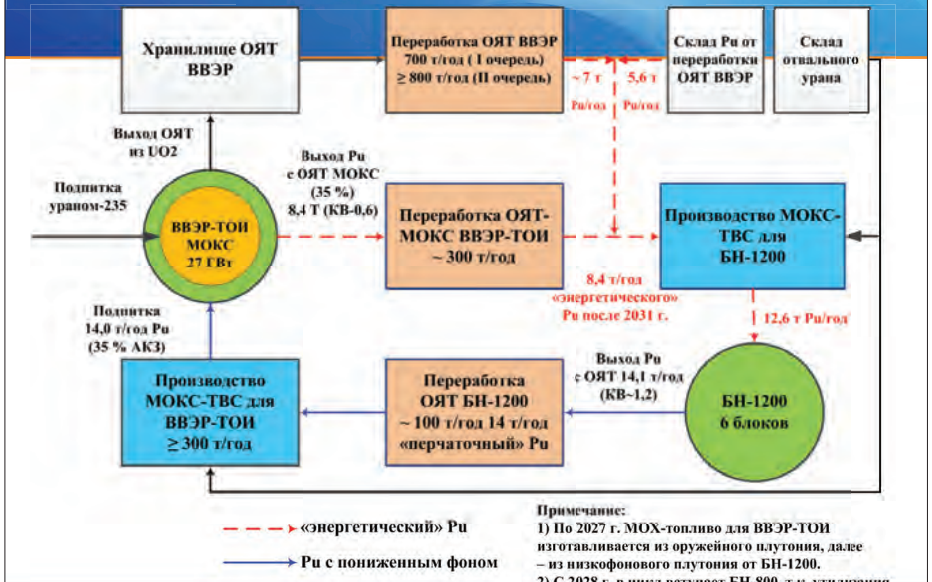


СХЕМА I ЭТАПА ЗЯТЦ (без БН-800)



КАКИЕ ЗАТРАТЫ НАС ОЖИДАЮТ?

1. Создание производства МОХ-топлива для БН-1200 составит до 27 Млрд. руб.
2. Создание производства МОХ-топлива для ВВЭР-ТОИ составит до 15 Млрд. руб.
3. Создание I очереди РТ-2 по переработке уранового топлива ВВЭР, за счет средств Федерального бюджета по ФЦП «ЯРБ».
4. Создание производства по переработке МОХ-топлива БН-1200 –до 10 Млрд. руб.
5. Создание II очереди РТ-2 по переработке ОЯТ ВВЭР-ТОИ: потребуется в 2028, мощностью не менее 800 т/год по программам Дирекции по ЯРБ «Росатома».
6. Затраты на сооружение энергоблоков БН-1200 и ВВЭР-ТОИ будут покрываться в соответствии с инвестиционной программой обеспечения дорожной карты развития атомной энергетики.
7. Суммарные дополнительные затраты на создание инфраструктуры I-го этапа замыкания составят ~ 52 Млрд руб.

ЧТО ДАСТ КОНЦЕРНУ «РОСЭНЕРГОАТОМ» I ЭТАП ЗАМЫКАНИЯ ЯТЦ

- Будет задействована с использованием МОХ-топлива (в объеме 35 % активной зоны) установленная мощность ВВЭР 27 ГВт эл., что эквивалентно ~ 9,5 ГВт установленной мощности, условно загруженной на 100 % МОХ-топливом.
- Будет задействована установленная мощность БН-1200 (6 блоков) и БН-800 (1 блок), на МОХ-топливе, эквивалентная 8 ГВт.
- При нулевой стоимости плутония, цене комплектующих и затрат на снаряжение, равных 50 % от стоимости ТВС, с учетом прогноза роста цены на U_3O_8 экономия от замещения урана-235 плутонием для установленной мощности 17,5 ГВт в 2030 г. составит не менее 12 Млрд. руб. в год.
- Экономия от замещения урана-235 плутонием начнется уже с 2020 г. и к 2030 г. составит не менее 60 Млрд.руб. при затратах на создание объектов инфраструктуры предлагаемого этапа ЗТЦ 52 Млрд. руб.
- С 2030 года строительство новых хранилищ ОЯТ для парка АЭС мощностью 54 ГВт не потребуется.
- На основе полученного опыта и новых, «прорывных» технологий, с 2030 года возможно приступить к следующему этапу замыкания топливного цикла.
- Реализация I-го этапа замыкания ЯТЦ представляет собой коммерческий проект высокой эффективности (окупается в ходе выполнения).

ЗАДАЧИ, НЕ ИМЕЮЩИЕ ПРЕЦЕДЕНТОВ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЗАМЫКАНИЯ ЯТЦ

НЕОБХОДИМО НА ПРАВИТЕЛЬСТВЕННОМ УРОВНЕ РЕШИТЬ ВОПРОСЫ:

- О ЦЕНЕ И ПОРЯДКЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАРАБОТАННОГО АТОМНЫМИ СТАНЦИЯМИ ПЛУТОНИЯ, ВЫДЕЛЕННОГО ИЗ ОЯТ;
- ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЭКОНОМИИ ОТ ЗАМЕЩЕНИЯ В ЯДЕРНОМ ТОПЛИВЕ УРАНА-235 НА ПЛУТОНИЙ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ ЗАМЫКАНИЯ ЯТЦ.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ОРДЕНА ЛЕНИНА НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ ЭНЕРГОТЕХНИКИ ИМЕНИ Н.А. ДОЛЛЕЖАЛЯ»

ИТОГИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС С РБМК В 2010-2012 ГОДАХ. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОГО ЭТАПА ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРОВ РБМК

Драгунов Ю.Г. – директор-генеральный конструктор ОАО «НИКИЭТ», член-корреспондент РАН;
Петров А.А. – главный конструктор ОАО «НИКИЭТ»;
Бурлаков Е.В. – директор ОКР ИАС НИЦ «Курчатовский институт»

МНТК-2012

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО АЭС С РБМК ЗА 2011 ГОД

- **энерговыработка** – 77 664,5 млн.кВт/ч (45% от общей выработки АЭС);
- **коэффициент использования установленной мощности** – 80,32%;
- **коэффициент эксплуатационной готовности** – 81,03%;
- **количество нарушений** – 11;
- **количество остановов** со срабатыванием аварийной защиты – 7.

Примечание: В этот период проводились работы по завершению модернизации спецсистем на энергоблоке № 1 Смоленской АЭС, расширенное обследование реактора энергоблока № 1 Ленинградской АЭС.

2

ОСНОВНЫЕ РАБОТЫ НА ЭНЕРГОБЛОКАХ АЭС С РБМК, выполняемые в 2010-2012 годах

1. Модернизация и продление срока эксплуатации
2. Внедрение комплекса управляющих систем
3. Внедрение уран-эрбиевого топлива обогащением 2,8%
4. Внедрение кластерных регулирующих органов
5. Совершенствование топлива
6. Повышение безопасности и улучшение нейтронно-физических характеристик
7. Работы по увеличению устойчивости к экстремальным внешним воздействиям
8. Решение проблемы по растрескиванию сварных соединений трубопроводов Ду300 по механизму МКРПН (подробно было доложено на МНТК-2010)

3

Основные работы, выполняемые на АЭС с РБМК в 2010-2012 годах

1. Работы по модернизации и продлению срока эксплуатации

Смоленская АЭС, энергоблок № 1:

- Выполнена полномасштабная модернизация
- Проведена подготовка к ПСЭ
- Разработан отчёт по углублённой оценке безопасности
- Выполнен ремонт сварных соединений трубопроводов Ду800. Отремонтированы сварные соединения с высоконикелевыми подварками и с аустенитными заварками, имеющими дефекты

Ленинградская АЭС, энергоблок № 4:

- Получена лицензия на ПСЭ

К настоящему времени полномасштабная модернизация проведена на 9 энергоблоках с реакторами РБМК, из них процедуру ПСЭ прошли 6 энергоблоков

4

2. Внедрение комплекса управляющих систем

Состав комплекса управляющих систем:

- комплексная система контроля, управления и защиты (КСКУЗ);
- управляющие системы безопасности для технологических систем;
- компьютерные системы с комплексами вывода информации;
- блочный и резервный пульты управления;
- системы бесперебойного электроснабжения;
- информационно-вычислительная система «Скала-микро».

2010 год – Ленинградская АЭС, энергоблок № 4

2011 год – Смоленская АЭС, энергоблок № 1

3. Внедрение уран-эрбиевого топлива

АЭС-энергоблок	Начало загрузки ТВС 2,6%/ТВС 2,8%	Доля ТВС 2,8% в загрузке	Рост средней энерговыработки с начала загрузки ТВС 2,6%
ЛАЭС-1	04.1997/11.2005	94%	28%
ЛАЭС-2	04.1997/01.2001	85%	31%
ЛАЭС-3	10.1998/03.2004	93%	30%
ЛАЭС-4	04.1997/10.2005	92%	34%
КуАЭС-1	07.1999/01.2007	88%	34%
КуАЭС-2	06.2000/04.2007	86%	44%
КуАЭС-3	06.2000/01.2005	97%	33%
КуАЭС-4	06.1999/01.2005	97%	38%
САЭС-1	11.1999/02.2005	99%	36%
САЭС-2	11.1999/09.2005	99%	33%
САЭС-3	06.1999/02.2005	98%	28%

4. Внедрение кластерных регулирующих органов (КРО)

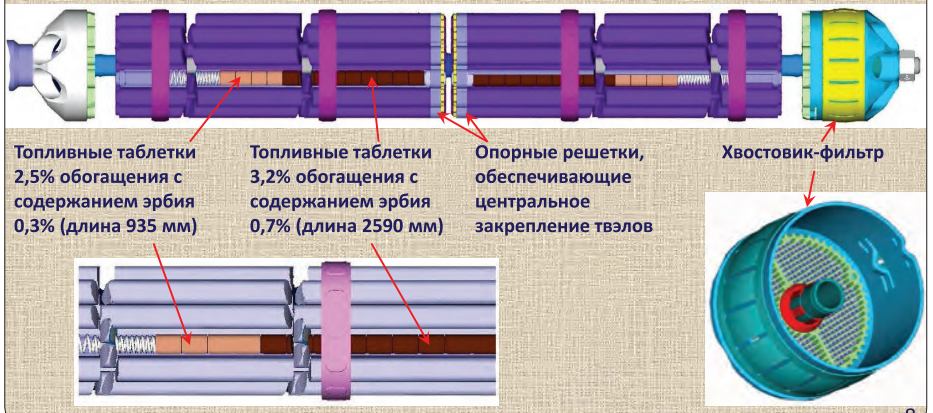
АЭС-энергоблок	Оснащение КРО
ЛАЭС-1	осталось установить <20
ЛАЭС-2	переведён полностью
ЛАЭС-3	переведён полностью
ЛАЭС-4	осталось установить 54
КуАЭС-1	осталось установить 63
КуАЭС-2	переведён полностью
КуАЭС-3	осталось установить <20
КуАЭС-4	переведён полностью
САЭС-1	переведён полностью
САЭС-2	осталось установить <20
САЭС-3	переведён полностью

Комплект КРО для ручного и автоматического регулирования реакторов разных энергоблоков включает от 135 до 166 исполнительных механизмов

5. Совершенствование топлива

Проектные характеристики ТВС-ПФЦ:

- **ресурс – 3 940 МВт·сут/ТВС**
  (для ТВС с обогащением 2,8% - 3 380 МВт·сут/ТВС);
- **надёжность – (1-2)·10^{-5} отказов твэлов в год на энергоблок;**
- **назначенный срок службы – 10 лет.**



6. Повышение ядерной безопасности и улучшение нейтронно-физических характеристик

Повышение ядерной безопасности достигается за счёт:

- **внедрения КСКУЗ с двумя быстродействующими независимыми системами остановки (АЗ, БСМ)**
  Отрицательная реактивность -1 $\beta_{эф}$ вводится:
  - в режиме АЗ – за 1,3 секунды,
  - в режиме БСМ – за 1,2 секунды,
  - в режиме АЗ+БСМ – за 0,9 секунды
- **установки КРО, снижающей положительный эффект реактивности при обезвоживании контура охлаждения СУЗ с 2 $\beta_{эф}$ до <1 $\beta_{эф}$;**
- **снижения парового эффекта реактивности до (0,3-0,8) $\beta_{эф}$.**

7. Работы по увеличению устойчивости к экстремальным внешним воздействиям

- **Участие в проведении стресс-тестов на АЭС и выпуске отчётов**
- **Выпуск технических требований, технических заданий на мероприятия по повышению устойчивости энергоблоков в условиях запроектных аварий**
- **Анализ запроектных аварий с длительным обесточиванием и потерей источников подпитки охлаждающей водой**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОГО ЭТАПА ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРОВ РБМК

Основные факторы, ограничивающие ресурс реактора

1. **Растрескивание графитовых блоков, искривление ТК и каналов СУЗ**
2. **Осевая усадка колонн графитовой кладки и уменьшение величины зацепления в телескопическом соединении «Тракт ТК – графитовая колонна»**
3. **Диаметральная и продольная ползучесть трубы ТК и изменение свойств циркониевого сплава трубы ТК**

1. Растрескивание графитовых блоков, искривление ТК и каналов СУЗ

Динамика нарастания количества треснувших графитовых блоков (по результатам контроля энергоблока № 1 Ленинградской АЭС)

Параметр / Год	2008	2010	2011
ТВ-осмотр графита после извлечения ТК, ячеек	64	71	22
Обнаружено ячеек с трещинами блоков, шт.	32 (50%)	45 (63%)	19 (90%)
Всего треснувших блоков, шт.	75 из 896 (8%)	164 из 994 (16%)	93 из 280 (33%)

1. Растрескивание графитовых блоков, искривление ТК и каналов СУЗ

Дополнительная программа экспериментальных и расчётных исследований энергоблока № 1 Ленинградской АЭС

- оценка состояния реакторной установки;
- анализ работоспособности внутризонных устройств в условиях формоизменения графитовой кладки;
- прочностное обоснование элементов активной зоны при эксплуатации в условиях формоизменения графитовой кладки;
- анализ возможности изменения условий протекания аварийных ситуаций, связанных с деформациями элементов активной зоны

Вывод: **В качестве обоснованной величины допустимого прогиба каналов ТК и СУЗ на 2011-2012 годы с учётом прогноза скорости нарастания деформаций принята величина 100 мм.**

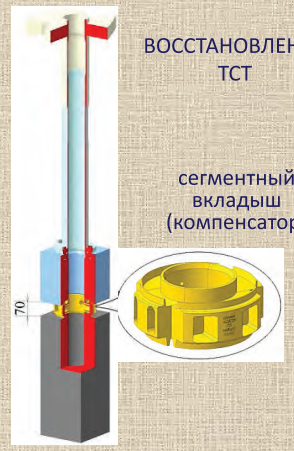
2. Осевая усадка колонн графитовой кладки и уменьшение величины зацепления в телескопическом соединении «тракт ТК – графитовая колонна»

Восстановление ТСТ методом установки сегментных вкладышей



ПРОЕКТНОЕ СОСТОЯНИЕ ТСТ

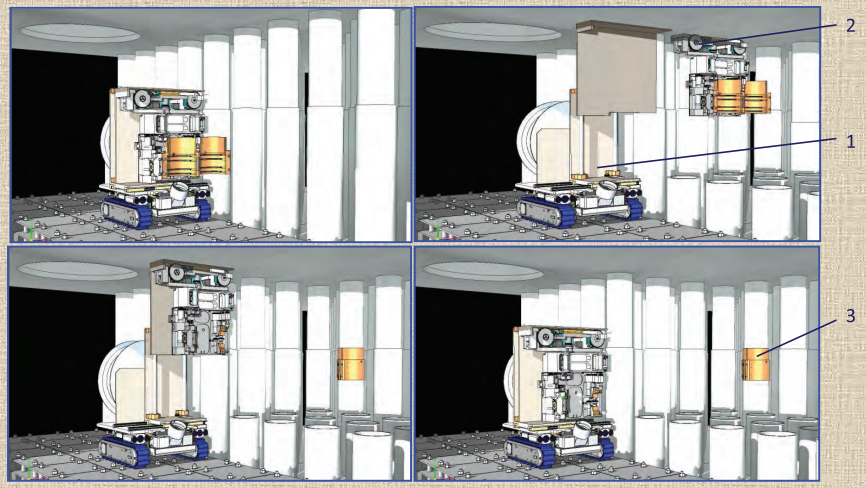
225 мм – величина зацепления ТСТ в холодном состоянии, обеспечивающая 30 лет эксплуатации реакторной установки



ВОССТАНОВЛЕНИЕ ТСТ

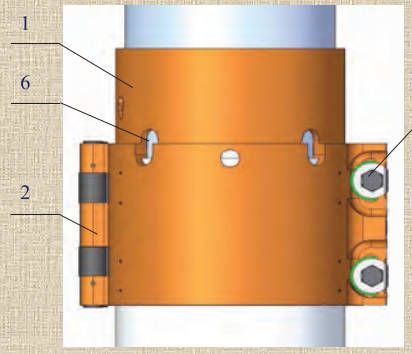
сегментный вкладыш (компенсатор)

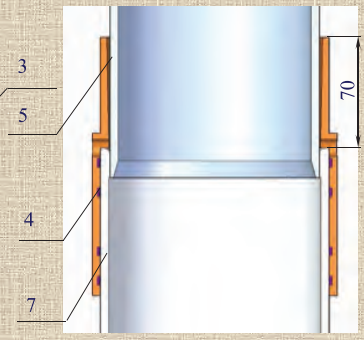
Альтернативное восстановление ТСТ с использованием робототехнического комплекса



1 – робот-доставщик; 2 – робот-установщик; 3 – хомут-удлинитель

Хомут-удлинитель





1 – хомут-удлинитель
2 – осевой шарнир
3 – винтовое соединение
4 – фиксирующий элемент
5 – труба тракта
6 – окна с контрольными рисками
7 – труба фланца

Момент затяжки винтового соединения – $10_{-0,5}$ Н·м

3. Диаметральная и продольная ползучесть трубы ТК и изменение свойств циркониевого сплава трубы ТК

Причина изменения	Чем опасно	Способ устранения или компенсации
Диаметральная ползучесть ТК, увеличение внутреннего диаметра ТК	Снижение запасов до кризиса теплообмена ТВС и увеличение вибрации	Определение предельного, с точки зрения допустимой вибрации и достаточного теплосъёма, увеличения внутреннего диаметра. При превышении – замена ТК.
Осевая ползучесть, удлинение ТК	Исчерпание хода нижнего сильфонного компенсатора, возможное утыкание и изгиб ТК	Замена сильфона на новый или восстановление его хода поджатием.
Изменение свойств циркониевого сплава трубы ТК (упрочнение и охрупчивание, коррозия, наводораживание)	Повышение вероятности потери целостности ТК	Контроль динамики изменения свойств циркониевого сплава по результатам послереакторных исследований. Расчётное определение предельных характеристик. Своевременная замена ТК.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПРОГРАММЫ УПРАВЛЕНИЯ СТАРЕНИЕМ ЭЛЕМЕНТОВ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ РБМК

1. Совершенствование контроля и мониторинга состояния элементов активной зоны
2. Моделирование и прогнозирование процессов формоизменения графитовой кладки
3. Анализ развития аварийных ситуаций в условиях формоизменения графитовой кладки
4. Исследование влияния процессов формоизменения на нейтронно-физические характеристики активной зоны

5. Прочностные обоснования элементов активной зоны и ограждающих конструкций
6. Расчётно-экспериментальные исследования работоспособности регулирующих органов СУЗ и ТВС, процессов теплообмена
7. Обоснование пределов и условий безопасной эксплуатации
8. Разработка компенсирующих мероприятий (модернизация конструкций и элементов реактора, разработка технологий ремонта, оптимизация режимов эксплуатации, корректировка регламентной документации)

Компенсирующие мероприятия для обеспечения безопасной эксплуатации реакторной установки в условиях формоизменения графитовой кладки

1. **Цель – уменьшение скорости изменения стрелы прогиба**

Способы реализации:

- ***Увеличение жёсткости отражателя*** (установка модернизированных КОО)
- ***Выполнение локального восстановительного (поддерживающего) ремонта*** (формирование «второй трещины» в графитовом блоке оппозитно существующей, выпрямление колонн с помощью натяжителей)
- ***Установка натяжителей в отдельные ячейки ТК***
- ***Оптимизация режимов эксплуатации. Профилирование поля энерговыделения***

НИКИЭТ им.Н.А.Доллежаля

2. Цель – обеспечение работоспособности внутризонных устройств

Способы реализации:

- ***Модернизация исполнительных механизмов СУЗ***
  (уменьшение длины звеньев поглощающих элементов исполнительных механизмов СУЗ, уменьшение жёсткости гильзы КРО)
- ***Модернизация ТВС***
  (увеличение числа дистанционирующих решёток)

21

20 лет Росэнергоатом

ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОРПОРАЦИЯ ПО АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ «РОСАТОМ»

Работа ОАО «Концерн Росэнергоатом» в новых условиях рынка

Заместитель Генерального директора –
директор по сбыту
А.А. Хвалько

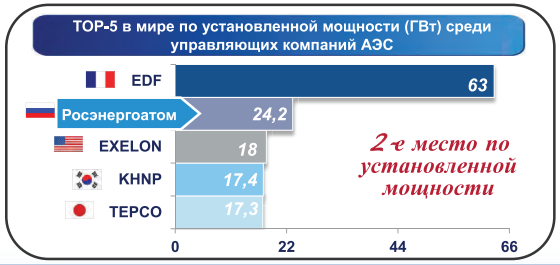
РОСЭНЕРГОАТОМ

Содержание доклада

1. Позиция компании на электроэнергетическом рынке
2. Условия участия ОАО «Концерн Росэнергоатом» в оптовом рынке электроэнергии (мощности)
3. Основные показатели работы
4. Перспективы развития

Позиции Концерна среди генерирующих компаний





Условия участия ОАО «Концерн Росэнергоатом» в оптовом рынке электроэнергии (мощности)

- АЭС являются наиболее дешевыми и экономически эффективными станциями при работе в базовом режиме несения нагрузки
- Концерн как организация, эксплуатирующая АЭС, должен иметь средства, необходимые для обеспечения безопасной эксплуатации АЭС
- Концерн, согласно решениям Правительства РФ, участвует в реализации масштабной и амбициозной программы строительства новых энергоблоков АЭС
- Концерн уже ведет строительство новых энергоблоков, для продолжения которого необходимы финансовые ресурсы
- Государство откладывает переход к равнодоходным ценам на газ внутри страны, что не позволяет АЭС в полной мере воспользоваться конкурентными преимуществами по сравнению с тепловой генерацией для получения денег на строительство АЭС непосредственно с рынка
- Строительство новых блоков АЭС более длительно по сравнению со строительством ТЭС

Ввод новых мощностей

- В ноябре 2010 года Концерн заключил ДПМ новых АЭС для продажи мощности 9 новых блоков (1915 договоров). Договоры будут обеспечивать получение около 4,4 трлн руб. от продажи мощности новых блоков до 2038 года.
- С 01.01.2011 по ДПМ начата продажа мощности блока №2 Ростовской АЭС
- С 01.01.2013 по ДПМ должна быть начата продажа мощности блока №4 Калининской АЭС

Подготовительные мероприятия в отношении энергоблока №4 Калининской АЭС:

1. Зарегистрирована новая ГТП
2. С 01.01.2012 получено право торговли электроэнергией на ОРЭМ
3. Для начала продажи мощности запланированы мероприятия по ее аттестации в ОАО «СО ЕЭС»

События 2011 года, повлиявшие на ОРЭМ

04.04.2011 опубликовано постановление Правительства РФ от 27.12.2010 №1172, утвердившее Правила ОРЭМ с 01.01.2011 и предусматривающее:

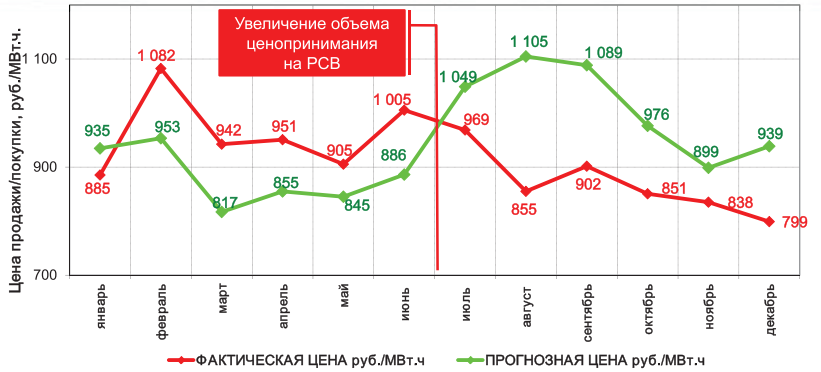
- Корректировку источников финансирования инвестпрограммы АЭС
- Отсутствие в 2011 году индексации цены мощности на 8,8%
- Уменьшение с 01.04.2011 тарифов для населения и «вынужденных генераторов»
- Увеличение с 01.07.2011 объемов ценопринимания на РСВ

- **01.01-31.05.2011 – временный регламент на ОРЭМ → фактические расчеты за 5 месяцев только в конце июня**
- **31.05.2011 – приказ ФСТ о снижении на 12,3 млрд руб. доплаты на безопасную эксплуатацию и инвестиции к цене мощности АЭС**
- **С 01.07.2011 по 31.10.2011 снижение свободных цен на электроэнергию на 15% относительно прогнозных**



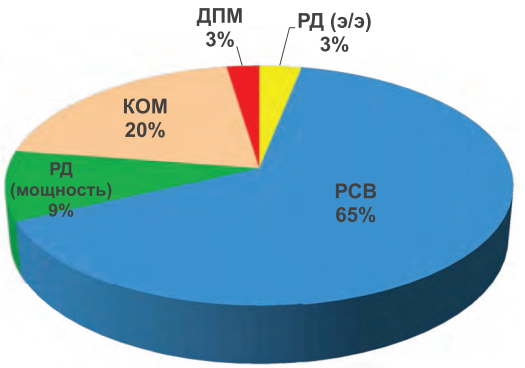
Соотношение прогнозных и фактических свободных цен на электроэнергию

Среднегодовая прогнозная цена составляла 946 руб./МВт*ч, фактическая цена – 915 руб./МВт*ч



ГЛАВНЫЙ ФАКТОР: ИЗМЕНЕНИЕ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ

Структура выручки компании в 2011 году



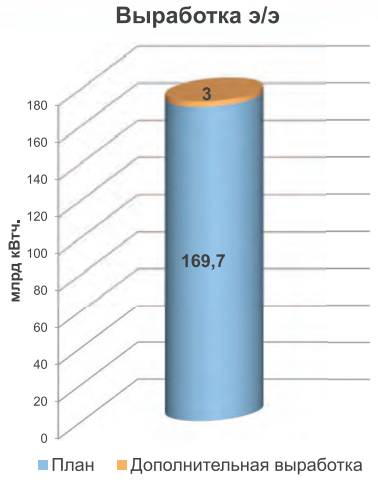
В 2011 году по сравнению с 2010 годом:

- Цена мощности снизилась в 1,9 раза (с 391 до 206 тыс. руб./МВт)
- Доля РД уменьшилась в 2 раза

С 01.01.2011 большую часть дохода Концерн получает за счет продажи э/э по свободным ценам

До 01.01.2011 основой доход – продажа мощности

Итоговые показатели работы на ОРЭМ за 2011 год



Несмотря на превышение плановых показателей по выработке э/э, из-за внешних причин (мероприятий по снижению цены для конечного потребителя) выручка Концерна за электроэнергию на РСВ была ниже плановой на 3,5 млрд. руб.

В связи с тем, что доходы Концерна на других секторах рынка взаимосвязаны с продажей э/э на РСВ, компанией ведутся работы по:

- сохранению надбавки к цене мощности на инвестиции и безопасность на 2013 год и последующие годы
- разработке порядка компенсации выпадающих доходов АЭС, предусмотренной действующими правилами рынка

Мероприятия, реализуемые Концерном

Программа сокращения ремонтов (ПСР)

При безусловном соблюдении всех необходимых стандартов эксплуатации атомных блоков за 2011 год выработка была увеличена на **1,2 млрд кВтч**

Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности

- Повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов;
- Снижение себестоимости;
- Увеличение объема выработки;
- Увеличение КПД;
- Обеспечение роста эффективности экономики ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Ожидаемый срок окупаемости мероприятий составляет порядка **7 лет**

Социально-ориентированный проект «АтомЖКХ»

Приняты решения по приобретению и управлению активами сферы ЖКХ в атомных городах для **недопущения роста тарифов** на данных территориях и повышения качества предоставления услуг ЖКХ для работников компании

Результатом данных мероприятий является повышение эффективности деятельности компании за счет роста объемов реализации товарной продукции и оптимизации затрат

Перспективы развития

Возможные изменения, которые учитываются Концерном при определении перспектив дальнейшей работы и прогнозировании рисков:

- Изменение принципов расчета сбытовой надбавки для энергосбытовых компаний – гарантирующих поставщиков
- Введение на ОРЭМ системы финансовых гарантий оплаты за поставленную электроэнергию и мощность
- Переход к конкуренции между поставщиками по совокупным затратам («одноставочный» рынок)
- Создание стимулов к реализации большей части электроэнергии и мощности по свободным договорам
- Выход «целевых» правил розничного рынка – усиление конкуренции за потребителей розничного рынка

ОКБМ АФРИКАНТОВ

ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ»

Основные технические решения энергоблока ВБЭР-500 для региональной энергетики

Арефьев А.Е., Петрунин В.В., Фадеев Ю.П. (ОАО «ОКБМ Африкантов»),
Иванов Ю.А., Еремин А.В. (ОАО «НИАЭП»),
Семченков Ю.М., Сидоренко В.А., Горбаев В.А. (НИЦ «Курчатовский институт»),
Егоров С.В. (ОАО «Концерн Росэнергоатом»)

Докладчик - Петрунин В.В.,
Первый заместитель директора ОАО «ОКБМ Африкантов»,
Главный конструктор, д.т.н.

Восьмая Международная научно-техническая конференция
«Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» – МНТК-2012

Москва, 23–25 мая 2012 г.

ОКБМ АФРИКАНТОВ

ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ»

Проектная концепция РУ ВБЭР



- Опыт эксплуатации реакторов типа ВВЭР
- Опыт разработки проектов атомных станций теплоснабжения крупных городов



- Использование освоенных технологий судовых ядерных реакторов
  - Опыт эксплуатации более 460 реакторов с общим сроком службы более 6500 реакторо-лет
  - Многолетний опыт проектирования и изготовления
  - Результаты ранее выполненных НИОКР

ОКБМ АФРИКАНТОВ

Основы эффективности энергоблоков ВБЭР

Тип критерия	Характеристика
Безопасность	Исключение наиболее опасных аварий больших и средних течей при разгерметизации первого контура Высокая безопасность в постулированной тяжелой аварий Эффективная локализация течей ПГ Снижение годовой коллективной дозы при ремонте и обслуживании оборудования
Экономика	Упрощение систем РУ за счет применения прямоточного ПГ Использование герметичных ГЦН, не требующих обеспечивающих систем Повышение кпд термодинамического цикла за счет использования слабоперегретого пара Сокращение срока сооружения за счет применения модульной технологии строительно-монтажных работ в сочетании с открытым монтажом Относительно низкие разовые инвестиции Высокая референтность и исключение необходимости дорогостоящих НИОКР
Удобство эксплуатации	Высокие маневренные характеристики за счет использования прямоточных ПГ Стабильный водно-химический и газовый режим за счет герметичного первого контура (отсутствие газовых сдувок, подпиток, сокращение пробоотбора) Высокая автоматизация процесса управления (использование возможностей «саморегулирования», прямоточного парогенератора, минимизация числа систем работающих при нормальной эксплуатации - СОИР и КД) Минимальное количество ЖРО за счет отсутствия протечек и минимального водообмена в процессе кампании

ОКБМ АФРИКАНТОВ

Технические решения атомных судовых технологий, применяемые в РУ ВБЭР-500

- Блочная компоновка реакторного блока, организация циркуляции 1 контура в ГЦТ, конструкция внутреннего патрубка «труба в трубе», схема крепления реакторного блока, технология сборки и монтажа, эксплуатационный контроль и диагностика
- Прямоточный, модульный ПГ, технология изготовления, эксплуатационный контроль и диагностика
- Моноблочный ГЦН с сухой обмоткой, отделенной от водяной полости тонкостенной перегородкой, встроенные системы охлаждения и газоудаления, конструкция обратного клапана ГЦН, применяемые материалы (корпусные, подшипниковые, изоляционные), технология изготовления, эксплуатационный контроль и диагностика
- Привод СУЗ с герметичным шаговым электродвигателем и обгонной муфтой
- Герметичная быстродействующая арматура, устройство защиты парогенераторов от переопрессовки (ПАУ), питательный клапан 2 контура
- Система пассивного отвода тепла через парогенераторы
- Схемно-конструктивное решение системы очистки и расхолаживания 1 контура
- Размыкатель электропитания по давлению (РЭД)
- «Сухой» способ перегрузки топлива

ОКБМ АФРИКАНТОВ
ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ»

Результаты НИОКР по АЭС с РУ ВБЭР-600

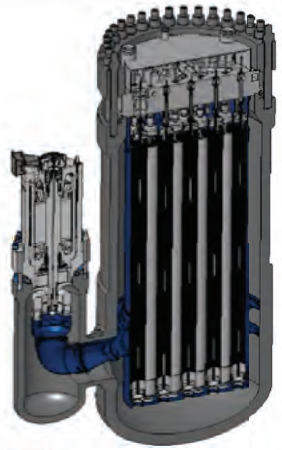
Характеристика	Значение
Мощность тепловая, МВт	1692
Электрическая мощность, МВт	600 (612)
Срок службы	60 лет
Срок строительства серийного блока	42 мес.
Коэффициент технического использования	0,9
Коэффициент полезного действия	36,3 %
Стоимость сооружения, млрд.руб	157,82 (по данным ССР СПбАЭП в ценах II квартала 2010 г., для мощности 612 МВт эл.)
Удельные капиталовложения в строительство двухблочной АЭС с ВБЭР-600	3642,5 $/кВт (в ценах II квартала 2010 г., для мощности 612 МВт эл.)

- Проведенные НИОКР по АЭС с РУ ВБЭР-600 подтвердили техническую возможность создания энергоблока средней мощности, обеспечивающего экономические характеристики по стоимости сооружения на уровне рекомендаций НТС Росатома от 22.10.2009. Достигнут целевой ориентир – непревышение величины удельных капиталовложений в сооружение энергоблоков мощностью 600 МВт не более чем на 20% от аналогичного показателя блоков большой мощности
- Анализ технико-экономических характеристик установок ВБЭР-300 и ВБЭР-600 показывает, что эффективным направлением повышения экономических показателей ВБЭР является увеличение мощности петли теплообмена (~120 МВт) с последующим построением мощностного ряда на основе унифицированной петли теплообмена базовой четырех-петлевой установки ВБЭР-500

5

ОКБМ АФРИКАНТОВ
ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ»

Унифицированная петля теплообмена ВБЭР-500



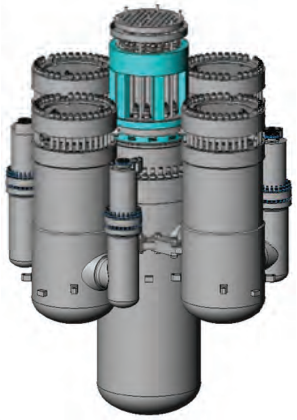
Мощность тепловая, МВт	355*
Параметры первого контура:	
Давление рабочее, МПа	16,3
Температура теплоносителя I контура	
- на выходе из активной зоны, ^{0}C	330
- на входе в активную зону, ^{0}C	284
Расход теплоносителя первого контура, т/ч	4970
Паропроизводительность, т/ч	642,5
Давление пара, МПа	6,18
Температура пара, ^{0}C	310,4
Температура питательной воды, ^{0}C	216
Мощность насоса, кВт	1400
Материал трубной системы	42ХНМ
Теплообменная трубка, мм	10х1,1
Теплообменная поверхность, м^2	3775

* Мощность петли ВБЭР-300 – 229,2 МВт (78,7 МВтэ)
Мощность петли ВБЭР-600 – 282 МВт (100 МВтэ)

6

ОКБМ АФРИКАНТОВ
ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ»

Реакторный блок ВБЭР-500

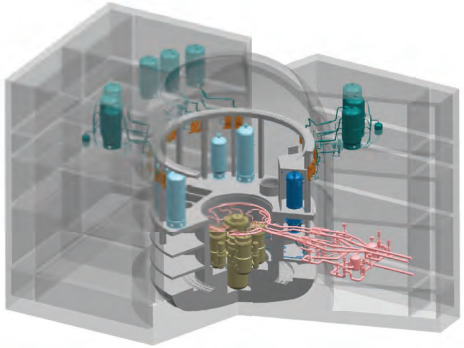


Количество петель, шт	4
Мощность тепловая, МВт	1420
Электрическая мощность, МВт	500
Температура теплоносителя I контура	
- на выходе из активной зоны, ^{0}C	330
- на входе в активную зону, ^{0}C	284,1
Расход теплоносителя первого контура, т/ч	19560
Паропроизводительность, т/ч	2570
Давление пара, МПа	6,18
Температура пара, ^{0}C	310,4
Температура питательной воды, ^{0}C	216
Мощность насоса, кВт	1400
Диаметр описанный, м	12,3
Высота, м	17,16
Диаметр патрубков внутренний, мм	1000
Масса реакторного блока, т	1690
Масса реакторного блока в рабочем состоянии, т	1960

7

ОКБМ АФРИКАНТОВ
ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ»

Компоновка РУ ВБЭР-500 в ЗО



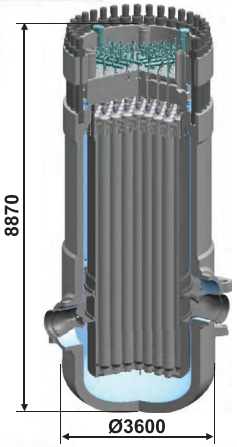
Двойная защитная оболочка:	
- внутренняя	металлическая
- наружная	бетонная
Внутренняя защитная оболочка:	
- диаметр, м	35
- высота, м	45,9
Наружная защитная оболочка:	
- диаметр наружный, м	41
- высота, м	48,9

8

Особенности протекания аварий с потерей теплоносителя (на примере РУ ВБЭР-600)

- Ограничение максимальной величины возможной разгерметизации 1 контура величиной DN 130 мм (реализуется в постулируемой аварии разрыва главного патрубка реакторного блока с учетом работы страховочных ограничительных устройств)
- Наличие страховочных ограничительных устройств (стяжек) приводит при снижении давления 1 контура к уменьшению размера течи – сечение разрыва уменьшается до 7 % от максимального значения
- Отсутствует осушение активной зоны и перегрев оболочек твэлов
- Отсутствует разгерметизация оболочек твэлов
- Радиационные последствия аварии обусловлены выходом активности, содержащейся в теплоносителе 1 контура
- Максимальное значение давления в ЗО в процессе аварии не превышает 0,3 МПа, и достигается за 3-5 мин от начала аварии
- Нет проблем с разбираемостью активной зоны после аварии с разгерметизацией 1 контура
- Малый масштаб разгерметизации при течи парогенератора (не более Dэкв.=60 мм).
- Отсутствие срабатывания предохранительных устройств на 2 контуре в процессе аварий. Оперативная локализация течи за счет закрытия локализующей арматуры (отсекаемые участки 2 контура рассчитаны на давление 1 контура).

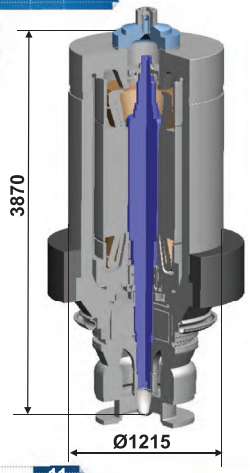
Результаты применения прямоточных ПГ



- Отсутствие системы продувки парогенератора:
  - снижение жидких радиоактивных отходов;
  - снижение мощности систем очистки и обращения с жидкими радиоактивными отходами.
- Отсутствие системы очистки продувочной воды:
  - отсутствуют баки, холодильники, фильтры и насосы.
- Корпус парогенератора работает при давлении первого контура:
  - исключение предохранительных клапанов для защиты корпуса парогенератора от превышения давления;
  - отсутствует выброс теплоносителя первого контура при локализации течи трубной системы.
- Ремонт парогенератора без вскрытия первого контура:
  - снижение дозовых нагрузок при ремонте и обслуживании парогенератора.

Паропроизводительность, т/ч	2570
Температура питательной воды, ^{0}C	216
Давление пара за ПГ, МПа	6,18
Температура пара за ПГ, ^{0}C	310,4
Материал теплообменной трубки	42ХНМ
Теплообменная трубка	10х1,1

Результаты применения герметичных ГЦН



- Отсутствие протечек теплоносителя первого контура:
  - снижение жидких радиоактивных отходов;
  - снижение мощности систем очистки и обращения с жидкими радиоактивными отходами.
- Отсутствие системы уплотняющей воды:
  - отсутствует вывод теплоносителя за границы защитной оболочки;
  - отсутствуют сброс давления, охлаждение, очистка и дегазация теплоносителя (отсутствует необходимость в работе систем газоудаления);
  - отсутствуют насосы высокого давления уплотняющей воды.
- Отсутствие системы смазки:
  - отсутствуют маслобаки, холодильники, фильтры и маслонасосы, при этом радикально решается проблема пожаробезопасности и упрощается система пожаротушения РО

Подача, м^3/ч	6550
Напор, м	41,2
Потребляемая мощность, кВт	1400

Модульная технология сооружения

Модульная конструкция РУ приспособлена для сооружения главного корпуса методом «открытого верха» в сочетании с крупноблочным монтажом

Модульный ГЦТ:
корпус реактора + двухкорпусные блоки*,
отсутствие трубопроводов ГЦТ и систем в ПГ и ГЦН



Крупные заводские модули:
бассейн выдержки, конструкции шахт реактора,опорного пояса и блоки-элементы защитной оболочки

Сокращение сроков сооружения

*возможен вариант монтажа интегрированного корпуса

Модульное исполнение систем СОИР, САОТ и ССДГО

Оптимизация параметров РУ и термодинамического цикла турбоустановки

- Реализация слабого перегрева свежего пара в РУ ВБЭР-600 (и соответственно в ВБЭР-500) позволяет перейти от термодинамического цикла ЧВД+С+ЧСД+СПП+ЦНД, принятого в турбоустановке К-600 – 6,9/50 (ВВЭР-600) к циклу ЦВСД+СПП+ЦНД
- Расчетно-конструкторские проработки по выбору конструкции турбины и тепловой схемы турбоустановки, выполненные ОАО «Силовые машины» (ЛМЗ) показали возможность обеспечения КПД турбоустановки не менее 36,3 %
- Разработчиком турбоустановки определены конкретные мероприятия по обеспечению повышения экономичности ТУ:
  - оптимизация газодинамических характеристик проточных частей ЧВД, ЧСД и ЦНД;
  - оптимизация конструкции паровпуска и паровыпуска ЦВСД;
  - оптимизации низкопотенциальной части (НПЧ) машзала;
  - оптимизация тепловой схемы и теплогидравлических характеристик теплообменного оборудования системы регенерации;
  - оптимизация теплогидравлических характеристик СПП и др.

13

Маневренные характеристики РУ в режимах регулирования мощности

- Конструктивные особенности РУ ВБЭР (наличие прямоточного ПГ с перегревом пара) обеспечивают требования энергосетей к режимам маневрирования.
- Суточное регулирование мощности в диапазоне 50-100% Nном обеспечивается без использования системы борного регулирования для всего топливного цикла (изменением температуры теплоносителя на входе активной зоны расходом питательной воды и перемещением РО СУЗ).
- Для конца топливной кампании диапазон суточного маневрирования может быть расширен до 30-100% Nном.
- Диапазон автоматического первичного регулирования частоты (+2 -8)% Nном обеспечивается за счет саморегулирования.
- Технические требования к турбине в части регулирования мощности согласованы с ЛМЗ.

14

Заключение

Энергоблоки ВБЭР могут быть использованы для тех регионов, в которых блоки большей мощности неприемлемы по состоянию их электросетевого хозяйства.

По сравнению с энергоблоками большой мощности АЭС с РУ ВБЭР характеризуются меньшими потребными инвестициями и более коротким сроком сооружения, что обеспечивает условия для использования инвестиционных возможностей регионов, включая реализацию частно-государственного партнерства и снижает коммерческие риски для потенциальных инвесторов.

15

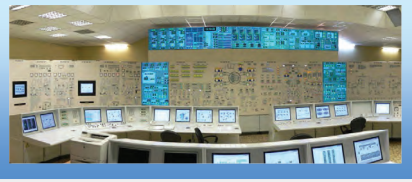


ВНИИАЭС

Всероссийский научно-исследовательский институт по эксплуатации атомных электростанций

Развитие работ по научно-технической поддержке эксплуатации энергоблоков АЭС

Первый заместитель генерального директора ОАО «ВНИИАЭС»
Антипов С.И.


МНТК-2012

Миссия

ВНИИАЭС

Оказание широкого спектра услуг Концерну и атомным станциям по научно-технической поддержке и технологическим работам на всех этапах жизненного цикла АЭС:

- ❑ разработка требований к новым проектам, верификация проектов
- ❑ эксплуатация, ТОиР, модернизация и продление ресурса действующих АЭС
- ❑ вывод из эксплуатации, включая технологии переработки РАО



Проектирование → Сооружение → Ввод в эксплуатацию → Эксплуатация → Вывод из эксплуатации

При постоянном совершенствовании технологий управления научными исследованиями, научно-технической информацией, знаниями и повышении квалификации персонала

1

ВНИИАЭС сегодня

ВНИИАЭС

Научно-исследовательская и проектно-конструкторская организация, выполняющая работы в области атомной энергетики по:



Проблемам эксплуатации АЭС и научно-технической поддержке, направленной на повышение надежности, безопасности и экономичности энергоблоков АЭС → Научный руководитель эксплуатации АЭС



Разработке систем управления АЭС, программно-технических комплексов, IT-технологий → Главный конструктор АСУ ТП ВВЭР

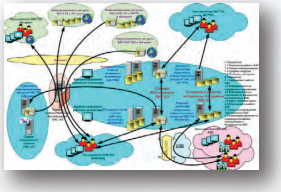


Разработке технических требований, концепций новых АЭС с ВВЭР, их экспертизе, виртуальных моделей АЭС → Архитектор-инженер проекта ВВЭР-ТОИ

2

Научно-техническая поддержка эксплуатации. Основные направления

ВНИИАЭС



- Сбор, систематизация, обработка, накопление, анализ, использование данных об опыте эксплуатации АЭС России
- Формирование и ведение комплекса отраслевых баз данных о показателях работы АЭС, нарушениях в работе АЭС, отклонениях на АЭС, отказах и повреждениях оборудования АЭС, технических решений по совершенствованию эксплуатации и безопасности АЭС



- Научно-техническая поддержка эксплуатации АЭС в части ведения водно-химического режима (ВХР) контуров АЭС и работы систем его поддержания

3

Научно-техническая поддержка эксплуатации. Основные направления



• Научное руководство пуском энергоблоков АЭС в РФ



• Сопровождение эксплуатации АЭС с ВВЭР



• Сопровождение эксплуатации АЭС с РБМК

4

Научно-техническая поддержка эксплуатации. Основные направления



• Сопровождение работ по обеспечению обращения с радиоактивными отходами и отработавшим ядерным топливом



• Доработка концепции, усовершенствование проектов и пересмотр подхода к управлению выводом АЭС из эксплуатации



• Сопровождение работ по обеспечению радиационной безопасности, экологического менеджмента, охраны труда на АЭС

5

Научно-техническая поддержка эксплуатации. Основные направления



• Научно-техническая поддержка технического обслуживания и ремонта АЭС

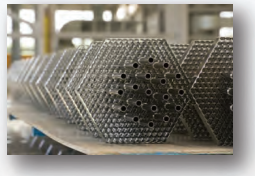


• Совершенствование организации производства и труда в атомной энергетике

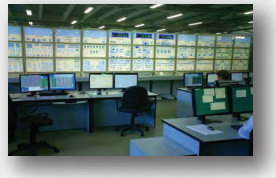
• Экономическое сопровождение эксплуатации, оценка рисков при изменениях

6

Развитие НТП - развитие ОАО «ВНИИАЭС»



• Повышение эффективности использования ядерного топлива



• Математическое моделирование процессов и АЭС в целом

7

Научно-техническая поддержка эксплуатации. Основные направления







• Совершенствование нормативной базы, баз данных по техническому состоянию, условиям эксплуатации и управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АЭС с целью продления срока эксплуатации

• Сопровождение эксплуатации электротехнического оборудования АЭС

• Обеспечение надежности человеческого фактора и подготовки персонала

Тренажеростроение





Разработка, создание и поставка тренажеров:
- **полномасштабных**
- **аналитических**
- **тренажеров оборудования и систем энергоблоков для действующих и строящихся АЭС**

АСУ ТП





Разработка, создание и поставка современных комплексов АСУ ТП для АЭС

ВВЭР-ТОИ



Разработка концепций совершенствования проекта:
- Эксплуатации
- ТОиР (включая системы диагностики
- Управления АЭС
- Сооружения за 40 мес.
- Экологической безопасности (включая обращение с РАО и ОЯТ)
- Использование тепловых аккумуляторов

Экономическое моделирование, расчеты, оценка стоимости

Разработка концепции совершенствования управления проектом
- Создание Единого Информационного Пространства
- Управления инженерными данными

Верификация проекта на математических моделях
- Исправление ошибок проекта
- Проверка соответствия требованиям Заказчика и Технического Задания

Развитие НТП - развитие ОАО «ВНИИАЭС»



• Ввод в эксплуатацию элемента ОСД на Калининской АЭС



• Внедрение подхода «Ремонт по состоянию»

• Пересмотр технологических регламентов

12

Развитие НТП - развитие ОАО «ВНИИАЭС»



• Формирование и обоснование новых подходов к управлению изменениями



• Выполнение расчетов и обоснований по выводу ремонтного персонала АЭС на аутсорсинг

13

Развитие НТП - развитие ОАО «ВНИИАЭС»



• Разработка методологического подхода к оценке экономики эксплуатации и себестоимости продукции



• В рамках ПСР развиваются компетенции «Института труда» (нормы, нормативы и т.д.)

• Совершенствуются нормативные запасы материалов и оборудования на АЭС

14

Развитие НТП - развитие ОАО «ВНИИАЭС»

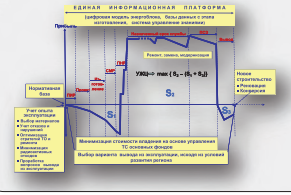


• Совершенствование программ подготовки персонала АЭС (в т.ч. зарубежных)

• Организация и проведение подготовки (переподготовки) руководящего персонала АЭС

• Возможность чтения курса по культуре безопасности на АЭС на регулярной основе

• Повышение квалификации персонала ОАО «ВНИИАЭС» (в т.ч. развитие компетенций – иностранные языки, управление проектами, пр.)



• Формулирование требований к концепции по управлению жизненным циклом АЭС

15


Развитие НТП - развитие ОАО «ВНИИАЭС»
Использование международного опыта
ВНИИАЭС
С ноября 2010г. ОАО «ВНИИАЭС» является членом INPO
Росэнергоатом
Обмен информацией
ДЕЙСТВУЮЩИЕ АЭС
Обмен информацией между АЭС
Обмен информацией и оказание НТП с учетом международного опыта
ВНИИАЭС
Оценка работы АЭС
Анализ событий и обмен информацией
Подготовка и аккредитация персонала
Оказание техподдержки
INPO
16

Федеральное государственное унитарное предприятие
«ЦЕНТРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ «ПРОМЕТЕЙ»

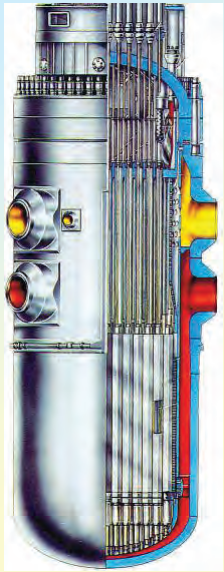
РАЗРАБОТКА НОВЫХ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

Докладчик: – Заместитель генерального директора Карзов Г.П.



МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

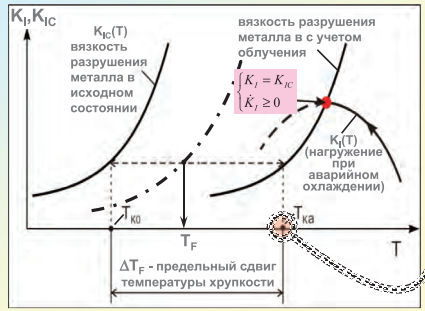




ВОДО-ВОДЯНЫЕ АТОМНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕАКТОРЫ ТИПА ВВЭР

СХЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОПУСКАЕМОГО СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ КОРПУСА РЕАКТОРА

Определение допускаемого состояния корпуса реактора



Определение допускаемого значения флюенса нейтронов



$T_{ка}$ – предельное значение критической температуры хрупкости металла корпуса реактора

F – флюенс нейтронов
A_F – коэффициент радиационного охрупчивания металла

Предельный флюенс : $F = \left(\frac{T_{ка} - T_{ко}}{A_F} \right)^n$

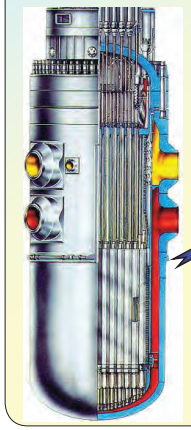
Ресурс : $t = \frac{F}{\Phi}$

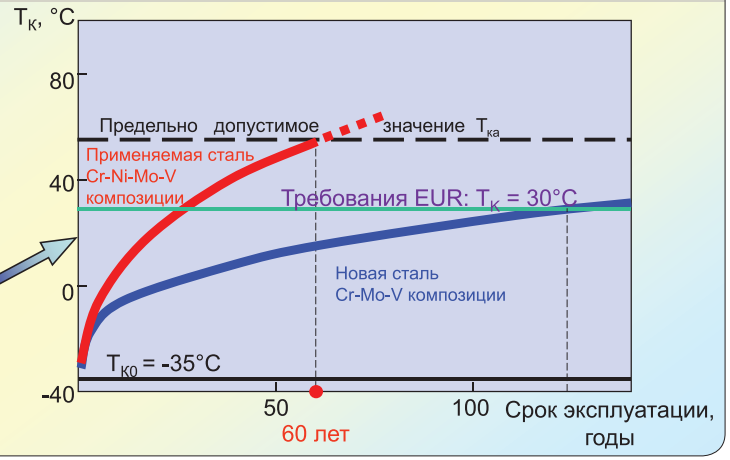
Φ – флакс нейтронов

ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛУ КОРПУСА РЕАКТОРА

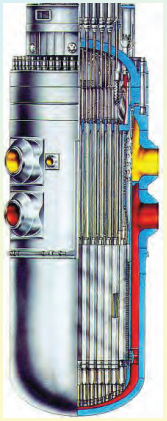
СТАЛЬ Cr-Mo-V КОМПОЗИЦИИ

- **обеспечивает получение высоких свойств стали - прочности, пластичности и вязкости во всём диапазоне толщин, необходимом для корпусов атомных реакторов (150÷550 мм);**
- **обеспечивает беспрецедентно высокую радиационную стойкость стали, в 4÷5 раз превосходящую зарубежные аналоги.**





ВКУ АТОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕАКТОРОВ ТИПА ВВЭР



Внутрикорпусные устройства

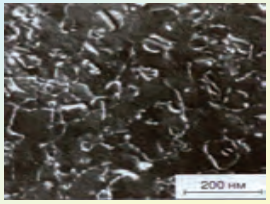
Виды эксплуатационных воздействий
1. Нейтронное облучение
2. Статические и вибрационные нагрузки
3. Коррозионное воздействие среды первого контура, активируемое продуктами радиолиза воды

Механизмы повреждения
1. Охрупчивание под воздействием облучения
2. Радиационное распухание
3. Ползучесть, активированная облучением
4. Коррозионное растрескивание под напряжением

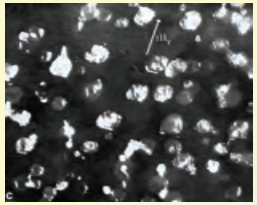
Виды возможного разрушения
1. Возникновение и развитие коррозионно-усталостных трещин
2. Низкоэнергоёмкое вязкое разрушение в зонах распухания

ВЛИЯНИЕ РАСПУХАНИЯ НА ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ В СТАЛИ. γ → α – ПРЕВРАЩЕНИЕ

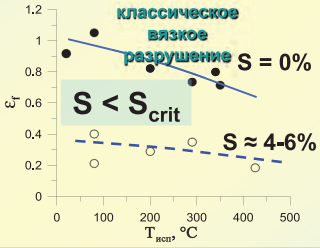
Распухание S



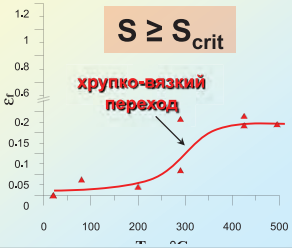
Дислокационная структура облученной стали. Вакансионные поры отсутствуют.



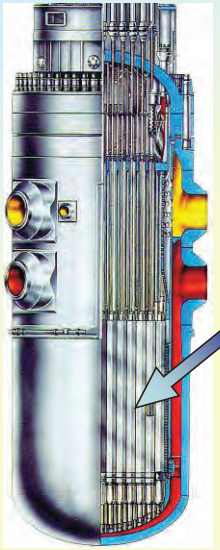
Оболочки α-фазы вокруг пор в облученной стали. Темнопольное изображение (111-γ рефлекс).

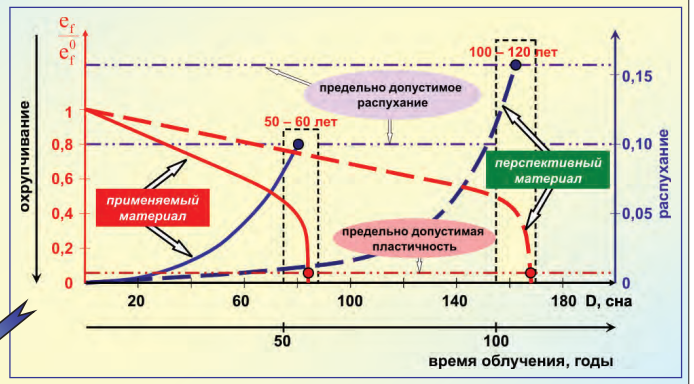


$S_{crit} \approx 7\%$



МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ВНУТРИКОРПУСНЫХ УСТРОЙСТВ РЕАКТОРОВ ТИПА ВВЭР

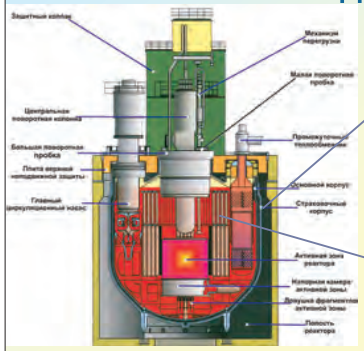


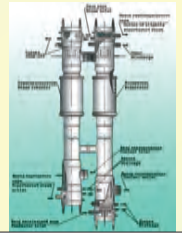


применяемый материал — сталь Х18Н10Т

перспективный материал — сталь с повышенным содержанием никеля с наноструктурой в виде доменов ближнего порядка

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПРИ ВЫБОРЕ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТИПА БН





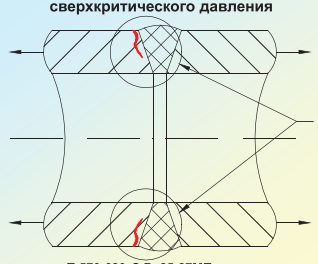
Задачи

- **Корпус** — Обеспечение стойкости к тепловому старению
- **ВКУ** — Обеспечение высокого сопротивления ползучести в условиях интенсивного нейтронного облучения
- **Парогенератор** — Обеспечение высокой коррозионной стойкости и жаропрочности.

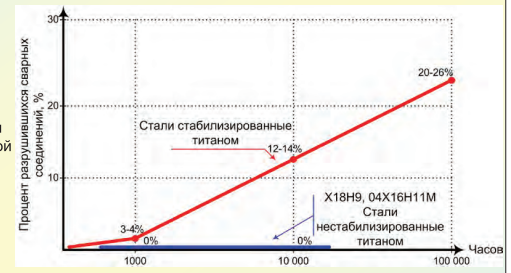
Обеспечение коррозионной стойкости при монтаже в условиях атмосферной коррозии

ВЫБОР КЛАССА СТАЛЕЙ ДЛЯ РЕАКТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВОК ТИПА БН

Элемент трубопровода сверхкритического давления

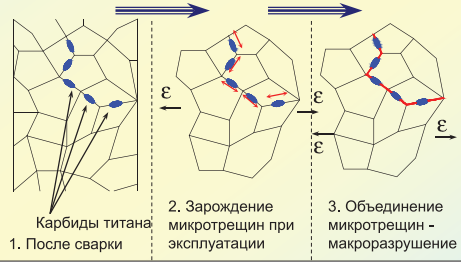


Т-570-620 С Р=25-27МПа
Стали: 06Х17Н11М3Т
07Х16Н11М3ФТ



Результаты опытной эксплуатации на Черниговской ГРЭС

Схема возникновения разрушения в околошовной зоне



Карбиды титана
1. После сварки
2. Зарождение микротрещин при эксплуатации
3. Объединение микротрещин - макроразрушение

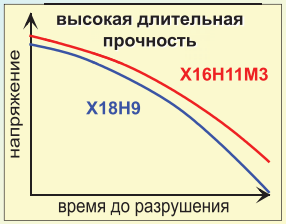
Для изготовления реакторов типа БН, работающих при температуре 560 С, рекомендуются стали нестабилизированные титаном

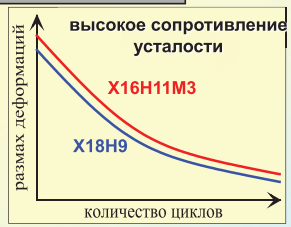
НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ РЕАКТОРА ТИПА БН (Этап I)

ПРИМЕНЕНИЕ СТАЛИ Х16Н11М3 ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ НАИБОЛЕЕ НАГРУЖЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ РУ БН-800 И БН-1200 ВМЕСТО СТАЛИ Х18Н9

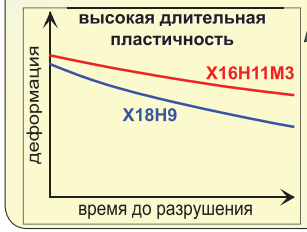
Нагружающие факторы:
- температура
- облучение
- распухание

Механизмы повреждения:
- усталость
- ползучесть
- формоизменение

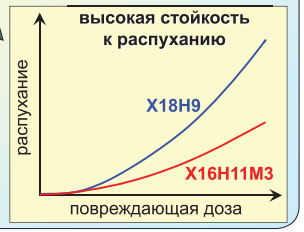




Преимущества стали Х16Н11М3



Отсутствие необходимости термообработки после сварки



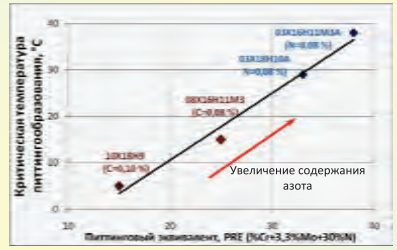
НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ РЕАКТОРА ТИПА БН (Этап II)

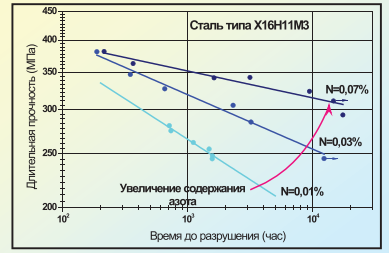
РАЗРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РЕАКТОРА СЕРИЙНОГО ЭНЕРГОБЛОКА НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ БН-1200

Монтаж
Атмосферная коррозия
↓
Повышение сопротивления питтинговой коррозии

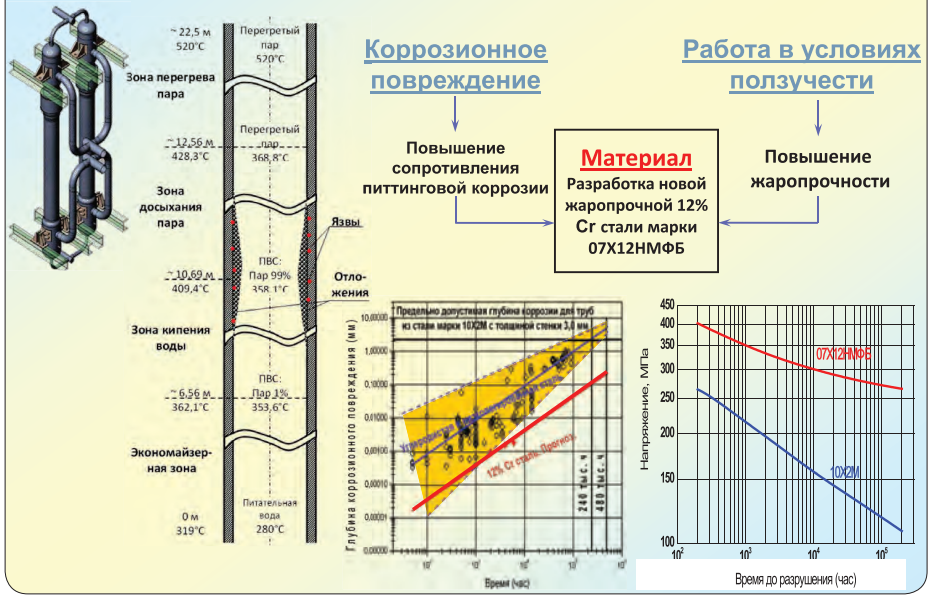
Модификация конструкционных материалов
Уменьшение содержания углерода и легирование азотом стали марок 08Х18Н9 и 08Х16Н11М3

Эксплуатация
Работа в условиях ползучести
↓
Повышение сопротивления тепловому старению





РАЗРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПАРОГЕНЕРАТОРА ЭНЕРГОБЛОКА НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ БН-1200



Коррозионное повреждение → Повышение сопротивления питтинговой коррозии

Работа в условиях ползучести → Повышение жаропрочности

Материал
Разработка новой жаропрочной 12% Cr стали марки 07Х12НМФБ

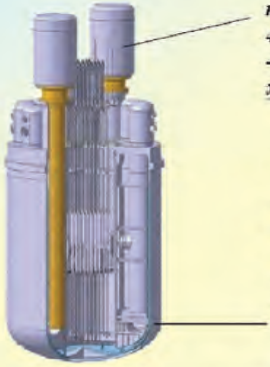
ЗАДАЧИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОЧНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ КОРПУСА АТОМНОГО РЕАКТОРА И ОБОРУДОВАНИЯ РУ С ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ Pb и Pb-Bi

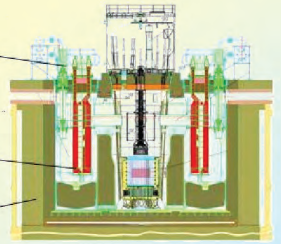
Pb-Bi

Парогенератор

- *Коррозионная стойкость в пароводяной среде при ресурсе до 400 тыс. час.*
- *Коррозионная стойкость в жидком Pb и Pb-Bi.*

Pb





Корпус + ВКУ

- *Коррозионная стойкость в жидком Pb и Pb-Bi.*
- *Радиационная стойкость при повреждающих дозах до 20-30 сна.*

СВБР-100 **Брест - 300**

РАЗРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК С ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ Pb и Pb-Bi

АПЛ пр. 705
-Разработка конструкционных материалов: аустенитной кремнистой стали 10Х15Н9С3Б1 (ЭП 302), низколегированных кремнистых сталей 15Х1СМФБ, 10Х1С2М
Отработка технологии теплоносителя
-Предварительное окисление тракта теплоносителя в газовых и жидкометаллических средах;
-Периодическая обработка сплава Pb-Bi водородом с последующим добавлением кислорода

Pb-Bi, T_{max} = 465°C

БРЕСТ-300
Применение сталей: аустенитной кремнистой стали 10Х15Н9С3Б1 (ЭП 302), 16Х12ВМСФ5Р (ВКУ),
9%-хромистой стали с кремнием 10Х9НСМФБ, аустенитной кремнистой стали Х18Н13С2АМВФ5Р (трубы парогенератора)
Поддержание концентрации O_2 в Pb на уровне 10^{-6} %

Pb, T_{max} = 550°C

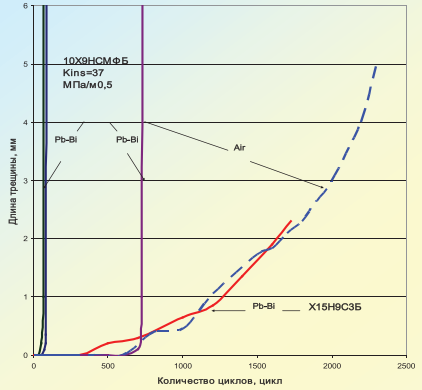
СВБР-100
Применение сталей
-10Х15Н9С3Б1 (ЭП 302) (ВКУ)
-биметаллические трубы в парогенераторе 10Х15Н9С3Б+ 03Х21Н32М3Б (ЭП 302 + ЧС-33)
Поддержание концентрации O_2 в Pb-Bi на уровне 10^{-6} %

Pb-Bi, T_{max} = 490°C

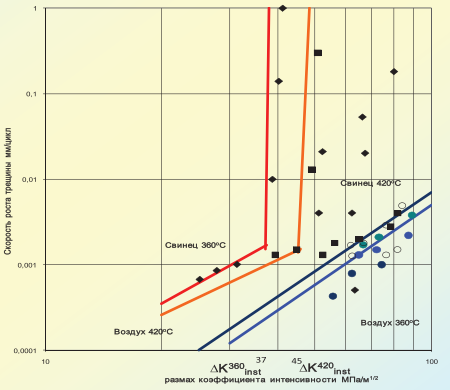
БРЕСТ-1200
Разработка конструкционных материалов: аустенитной кремнистой стали 04Х15Н11С3МТ (ВКУ)
9%-хромистой стали с кремнием 10Х9НСМФ аустенитной кремнистой стали Х18Н13С2АМВФ5Р (трубы парогенератора).
Поддержание концентрации O_2 в Pb на уровне 10^{-6} %

Pb, T_{max} = 550°C

АДСОРБЦИОННОЕ ВЛИЯНИЕ ЖИДКОМЕТАЛЛИЧЕСКОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ НА КОНСТРУКЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

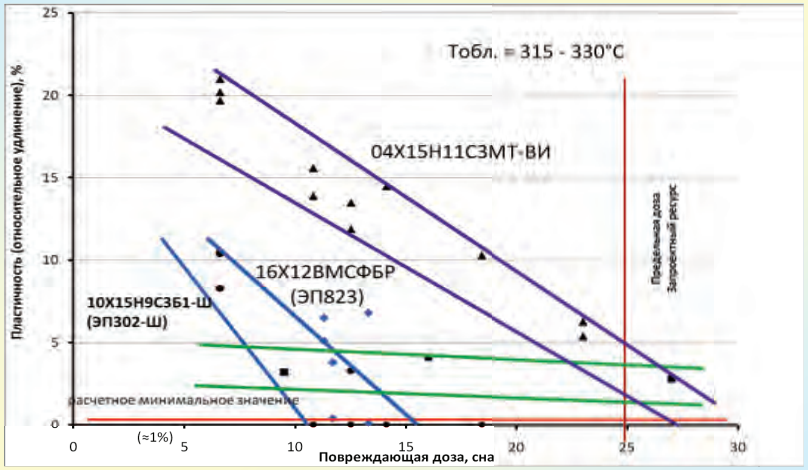


Кинетика трещины при температуре 360 С, для хромистой стали 10Х9НСМФБ и аустенитной стали 10Х15Н9С3Б (ЭП 302) в жидкометаллическом теплоносителе и на воздухе



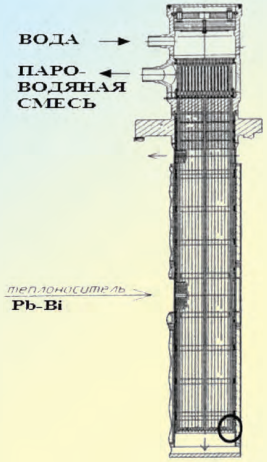
Обобщенная зависимость роста усталостных трещин в стали 10Х9НСМФБ(ά) в свинце и на воздухе при различных температурах.
(– свинец 420 С, - свинец 360 С, о - воздух 420 С, - воздух 360 С.)

РАДИАЦИОННАЯ СТОЙКОСТЬ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ВКУ РЕАКТОРОВ С ТЯЖЕЛЫМИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯМИ

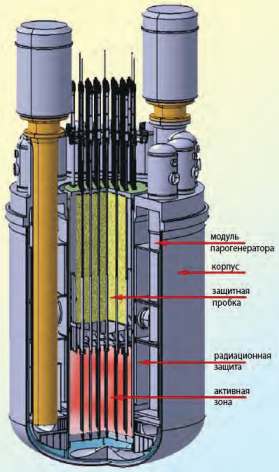


Пластичность стали в зависимости от повреждающей дозы, (сна)

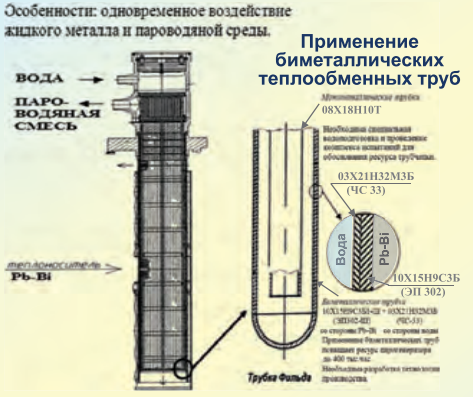
ВАЖНЫЙ ВЫВОД:

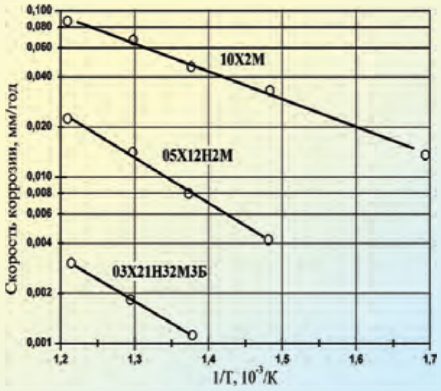


С целью обеспечения безопасности работы установок на быстрых нейтронах с теплоносителями свинец и свинец-висмут следует исключить применение в составе этих установок сталей ферритного класса в контакте с жидкими металлами



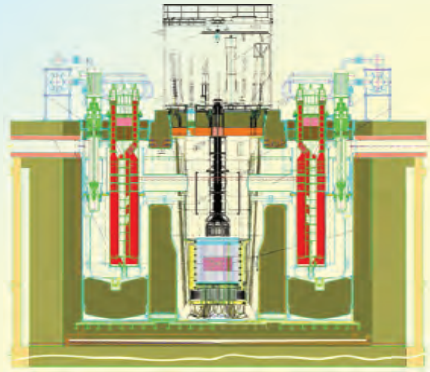
ВЫБОР КОНСТРУКЦИОННОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ ТРУБ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК С ТЯЖЕЛЫМИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯМИ





Общая коррозия в пароводяной среде основных конструкционных материалов теплообменных труб парогенераторов

РЕАКТОРНЫЕ УСТАНОВКИ СО СВИНЦОВЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ БРЕСТ-ОД-300, БРЕСТ-1200



Общий вид установки БРЕСТ-ОД-300

Эксплуатационное воздействие на конструкционные материалы реакторных установок со свинцовым и свинцово-висмутовым теплоносителями близко.
Это определяет возможность применения одинаковых материалов для реакторных установок проектов СВБР-100, БРЕСТ-ОД-300 и БРЕСТ-1200.
При этом, однако, надо учитывать более высокую температуру эксплуатации установок со свинцовым теплоносителем – 550°С вместо 475°С.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На современном этапе развития атомной энергетики процесс создания и обоснования работоспособности новых конструкционных материалов в значительной мере определяет успех разработки и реализации принципиально новых технических решений.
2. Создание конструкционных материалов для оборудования атомных энергетических установок - сложный и долговременный процесс, который предусматривает:
   - поэтапное совершенствование химической композиции материала;
   - поэтапное совершенствование технологии его изготовления;
   - проведение комплексных испытаний его служебных характеристик;
   - обобщение опыта эксплуатации.
3. Процесс создания и совершенствования конструкционных материалов и технологий их производства - неотъемлемая составляющая обеспечения безопасности эксплуатации атомного энергетического оборудования.

Разработка оборудования для восстановительного отжига сварных швов корпуса реактора ВВЭР-1000

Дуб А.В., ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

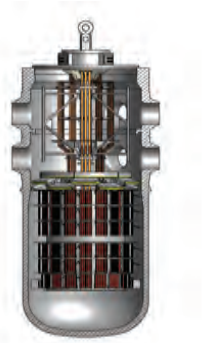
Выполненные работы

2010 г.

Разработка технического задания

Разработка технического предложения

Разработка эскизного проекта нагревательного устройства



2011 г.

Разработка конструкции, изготовление и испытания опытных образцов датчиков контроля и регистрации теплового режима

Разработка РКД системы автоматического управления, контроля и регистрации теплового режима

Подготовка производства, изготовление и испытания опытных образцов нагревательных панелей

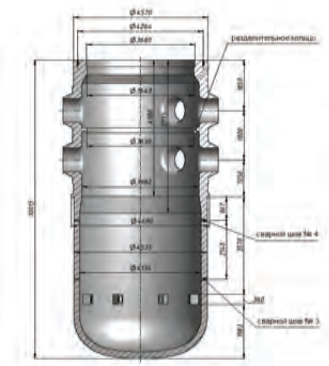
Изготовление макета нагревательного устройства и проведение экспериментов на макете

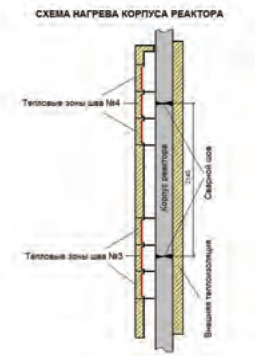
Разработка РКД нагревательного устройства

1

ТЗ на установку и основные технические решения

- *нагрев сварных швов КР №3,4 со скоростью не более 20 °С /час от температуры окружающей среды до температуры 570°С;*
- *выдержка при температуре 570°С продолжительностью 120-150 час;*
- *охлаждение от 570°С до 100°С со средней скоростью 7°С /час*
- *неравномерность распределения температуры в объеме сварных швов не более ± 15°С*





2

Схема двухстороннего нагрева (нагрев внутренней и наружной поверхностей корпуса)

Схема одностороннего нагрева корпуса с внутренней поверхности при хорошей теплоизоляции наружной поверхности

Монтаж теплоизоляции в труднодоступных местах представляется сложной, но реальной задачей

Сварной шов № 4 расположен в непосредственной близости от опоры реактора, в этом месте нет практической возможности установить наружную теплоизоляцию, что дополнительно увеличивает стоки тепла и создает опасность нагрева бетона опоры выше допустимой температуры

В силу сложной конфигурации корпуса реактора значительные потери тепла необходимо скомпенсировать при очень ограниченной высоте тепловой зоны

Нагрев с технологическим зазором 380 мм (было 250)

Для снижения взаимного влияния тепловых зон предусматривается установка гибких металлических тепловых экранов

3

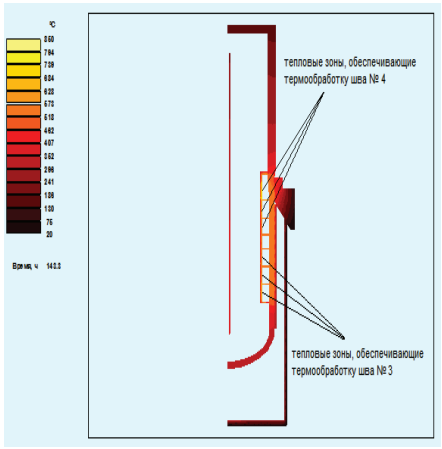
Расчетное обоснование принятых технических решений

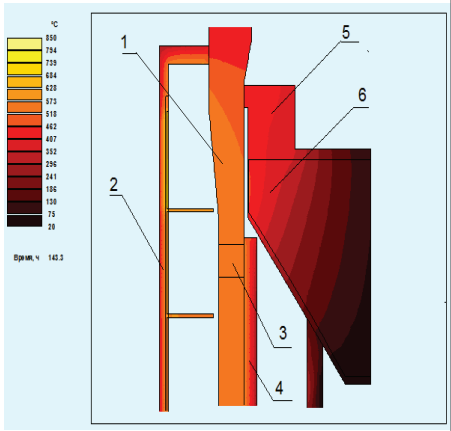
- *математическая модель многозвенной системы теплотехнически массивных и тонких тел, учитывающая теплообмен излучением, теплопроводностью и конвекцией между ними*
- *комплекс программ (2-х и 3-х мерных), позволяющий моделировать стационарные и нестационарные тепловые процессы при проведении восстановительного отжига корпусов реактора ВВЭР-1000 с учетом специфики конструкции корпуса реактора, шахтного помещения и нагревательного устройства*
- *нестационарные расчеты по 2-мерной модели нагревательного устройства подтвердили правильность выбора принятой схемы нагревательного устройства, показали, что конструктивные решения обеспечивают следующие требования технического задания:*

•нагрев корпуса реактора со скоростью 20 °С/час до температуры 570 °С;
•выдержку при этой температуре в течение 100 и более часов;
неравномерность температуры по корпусу реактора в период выдержки в районе термообрабатываемых сварных швов (по высоте ± 100 мм от средней линии шва) в пределах 19 °С.

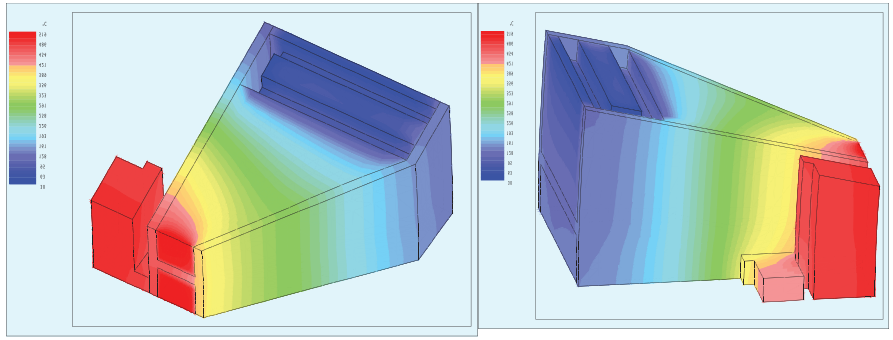
4

Область термообрабатываемого сварного шва № 4





Температурные поля корпуса в процессе отжига
•корпус реактора; 2- нагревательное устройство; 3- шов № 4; 4- внешняя теплоизоляция корпуса; 5- опорное кольцо; 6- опорная ферма

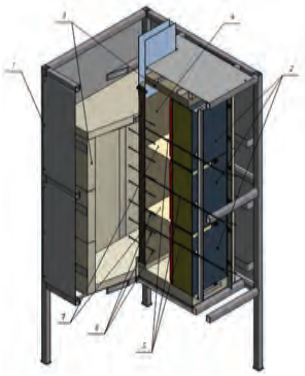


Температурное поле части фермы опорной

при принятых в расчетах по трехмерной модели условиях, температура примыкающих к корпусу реактора элементов опорной фермы (в объеме толщиной около 140 мм) может достигать 500–430 °С (регламентируемая температура – 430 °С

Экспериментальная поддержка в обоснование технических решений

Стенд для тепловых испытаний



1– корпус;
2– нагревательные панели;
3– теплоизоляция;
4– имитатор корпуса реактора;
5– регулирующие термопары;
6– контрольные термопары;
7– тепловые экраны



Внешний вид нагревательных панелей

Установка блока нагревательных панелей при монтаже стенда





9

Модель подъемника в исходном и поднятом положении





10

1. *Экспериментальная проверка устойчивости работы системы автоматического регулирования температуры и определения степени взаимного влияния тепловых зон*

Обеспечивается устойчивая работа системы, взаимное влияние тепловых зон не сказывается на качестве регулирования, определены динамические настройки ПИД-регуляторов температуры

2. *Сравнительные испытания двух вариантов конструкции нагревательных панелей*

Наиболее надежным является вариант панелей с зигзагообразным нагревателем из ленты сплава сопротивления, принят размер 550х400

3. *Проверка соответствия показаний термопар контактного типа реальным температурам поверхности корпуса реактора*

Термопары обеспечивали совпадение показаний с фактической температурой измеряемой поверхности с погрешностью не более 2°С

4. *Проверка работоспособности основного узла механизма для монтажа наружной теплоизоляции корпуса реактора (масштаб 1:3)*

Испытания модели подъемника подтвердили работоспособность разработанной конструкции и позволили скорректировать выбор материалов для отдельных деталей устройства

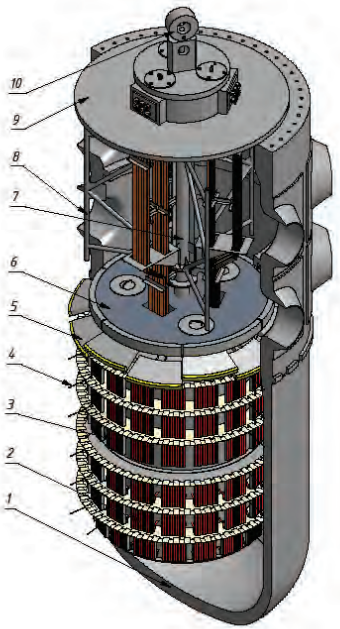
11

Нагревательное устройство

1) Нагревательное устройство предназначено для восстановления механических свойств металла сварных соединений №3 и №4 корпуса реактора ВВЭР-1000 при многократном использовании на АЭС (подвергается дезактивации)

Установленная мощность, кВА..... не более 1000
Напряжение питания, В, Гц..... 380/220, 50
Напряжение нагревателя, В..... 36,6
Сила тока на нагревателях, А..... 364
Количество нагревателей, шт..... 108
Количество тепловых зон, шт. 18
Соединение нагревателей в зоне последовательное
Габаритные размеры блока нагрева, мм:
Диаметр..... max 3830
Высота..... 10900
Масса, кг..... 32000

12



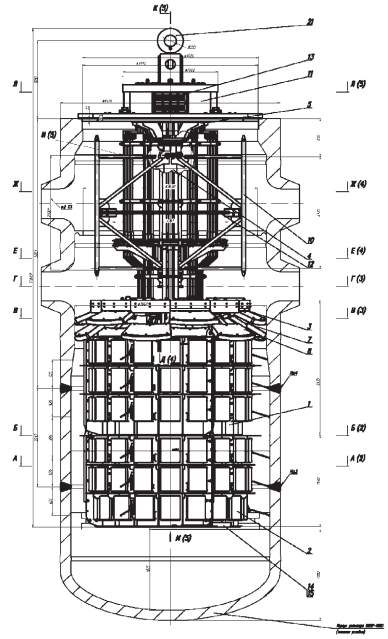
2) *Нагревательное устройство состоит из крышки биологической защиты и двух секций нагревателей, соединенных штангой, на которой смонтирована диафрагма, связанная шарнирно со шторками и тягой.*

3) *В каждой секции 54 нагревателя, в двух секциях -108, образующих по высоте шесть колец нагрева по 18 в каждом кольце.*

4) *Нагревательное устройство содержит 18 самостоятельных тепловых зон, по 9 зон на каждый сварной шов. Три кольцевых зоны нагрева по шесть нагревателей в каждой зоне*

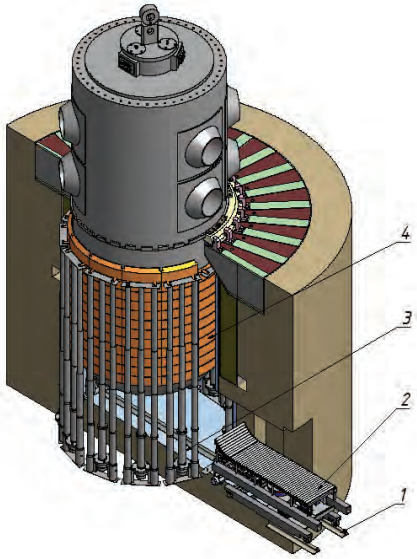
5) *Нагреватели каждой зоны подключены к автономному источнику питания при помощи энергоподводов, проложенных по штанге на наружную поверхность крышки.*

6) *Каждая зона снабжена механизмом термопар в виде двуплечего рычага*



Нагревательное устройство в корпусе реактора

Внешняя тепловая изоляция, механизмы для ее установки



Тринадцать вертикальных «полос» теплоизоляции (металлический короб заполненный теплоизоляционным материалом).

Тринадцать подъемников в виде телескопического четырехходового винтового домкрата с двумя телескопическими стойками.

На верхней поверхности – мягкая теплоизоляция, заполняющая объем между корпусом реактора и бетонным выступом опорной части реакторной шахты.

Самоходная тележка с четырьмя захватами (от опрокидывания) и поворотной рамой.

Клещевой захват для перемещения подъемников, приводной рольганг, на который укладывается полоса теплоизоляции, и привод вращения с зубчатой передачей

. Система внешней теплоизоляции в рабочем положении
- рельсовый путь, 2- самоходная тележка, 3- телескопические подъемники, 4- теплоизоляция.

Электрооборудование и средства автоматического управления и регистрации основных параметров процесса отжига

Подвод электропитания к нагревательным элементам

Автоматическое управление процессом термообработки по заданной оператором температурно–временной программе

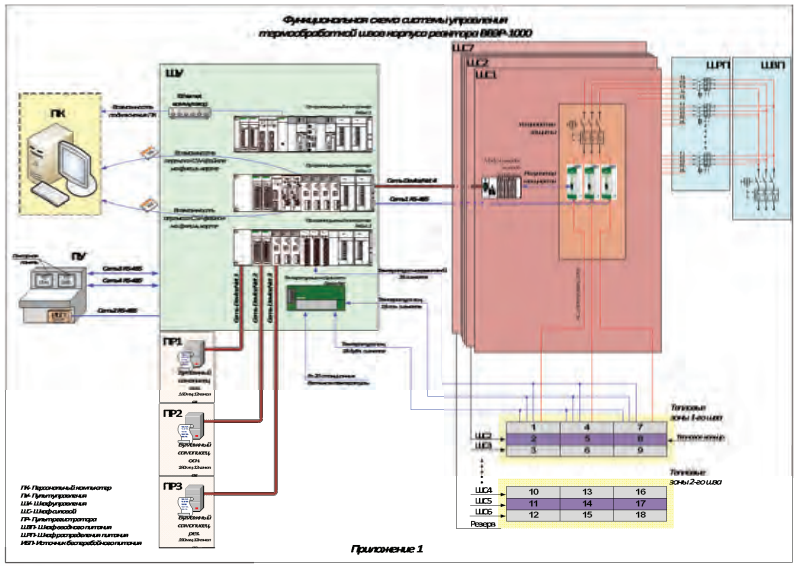
Сбор информации о температурном состоянии корпуса реактора и реакторного помещения

Визуальное отображение хода процесса термообработки

Регистрация параметров процесса на бумажной диаграмме

Архивирование и хранение параметров процесса

- **ШУ – шкаф управления; ШС1 ÷ ШС7 – шкафы силовые (ШС7 – резерв);**
- **ШРП – шкаф распределения питания; ШВП – шкаф ввода питания;**
- **ПУ – пульт управления – основной и дублирующий операторские терминалы**
- **ПР1 ÷ ПР3 (ПР3 – резерв) – пульты регистрации.**



17

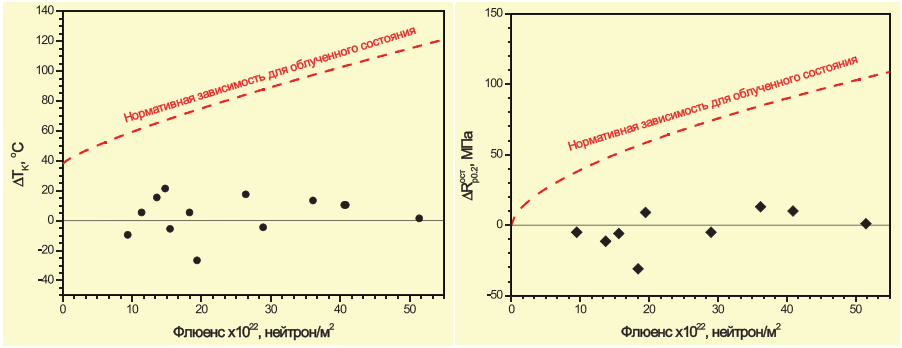
Заключение и Выводы

1. Спроектирована установка для проведения отжига швов №3 и 4 корпуса реактора ВВЭР-1000.
2. Разработана рабочая конструкторская документация нагревательного устройства, системы управления и регистрации теплового режима, обеспечивающих реализацию заданной технологии отжига.
3. Проведено расчетное и экспериментальное обоснование принятых технических решений, ведется изготовление нагревательного устройства, проектирование и испытания вспомогательных устройств и механизмов.
4. Работы проводятся в строгом соответствии с графиком, обеспечивающим готовность технологии и оборудования к проведению первого отжига в 2016-2017 годах (Балаковская АЭС, блок №1).

Для отработки режимов работы оборудования, уточнения реальных граничных условий и температурных полей в корпусе реактора и несущих конструкциях необходимо провести полномасштабные эксперименты на «чистом» корпусе реактора не предназначенном для дальнейшей эксплуатации

18

Остаточное охрупчивание облученных сварных швов после восстановительного отжига 565±15°С /100 ч



Экспериментально подтверждена возможность практически полного восстановления структуры и свойств материалов корпусов реакторов ВВЭР в результате восстановительных отжигов после облучения в диапазоне флюенсов нейтронов, соответствующих не только проектному, но и продленному до 60 лет сроку эксплуатации. Это показывает возможность использования восстановительных отжигов для обеспечения эксплуатации корпусов реакторов до 60 лет и более

Продолжение работ по созданию оборудования

Изготовление системы управления и электропитания

Изготовление нагревательного устройства

Доработка и изготовление внешней теплоизоляции и механизмов ее установки

Проектирование и изготовление стапеля и оснастки для наладки нагревательного устройства перед загрузкой в реактор

Программирование и отладка системы управления

Проведение горячих испытаний, корректировка РКД

Экспериментально-расчетное подтверждение надежности и достаточности предложенной технологии восстановительного отжига корпуса реактора, безопасности принятой концепции отжига для конструктивных элементов корпуса, шахты реактора и другого оборудования АЭС.

Возможная проработка вариантов охлаждения опорных конструкций.
Разработка эксплуатационной документации, ПОР.
Создание и тренинг группы специалистов для проведения отжигов

20

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

Часть 2. Пленарные доклады (статьи)

О СТРАТЕГИИ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ДО 2050 ГОДА

Сидоренко В.А.
НИЦ «Курчатовский институт»

Стратегия развития энергетики страны подлежит периодической актуализации, корректируясь в ходе реального развития мировой и национальной экономики. Это относится и к ее неотъемлемой части – ядерной энергетике.

В условиях образования Российской Федерации стало настоятельно необходимо сформулировать концепцию развития ядерной энергетики России, которая определила бы ее место и роль как части топливно-энергетического комплекса, формировала бы направление и пути ее развития, опирающиеся на устойчивые долговременные цели, и устанавливала приоритеты ближней и среднесрочной перспективы в достижении этих целей. Основой формулируемых концепций и стратегий являлась и является возможность и необходимость использования всего потенциала ядерных материалов за счет создания замкнутого топливного цикла с расширенным воспроизводством делящихся изотопов.

Такой документ был разработан и одобрен коллегией Минатома России в июле 1992 года. Практические задачи концепции были нацелены на периоды до 2000 и 2010 годов, но исходили из целей и объективно оцениваемого места ядерного топлива в топливно-энергетическом комплексе России на более отдаленный период – 30–50 лет и далее – с учетом научно-технических достижений и развития новых направлений ядерной энергетики, подготовленных всем предыдущим периодом.

В 2000 году была разработана «Стратегия развития атомной энергетики России в первой половине XXI века, основные положения», одобренная протоколом правительства (протокол № 17 от 25.05.2000 г.). В этом документе был уточнен уровень мощности ядерной энергетики в 2010 году – 30–32 ГВт (э) и обозначен оптимальный вариант роста до 2010 года – 52,0 ГВт.

Новым элементом по отношению к документу 1992 года стало предложение по форсированному созданию новой реакторной установки на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем, решающей, по мнению ее авторов, все узловые проблемы ядерной энергетики: безопасность, экономичность, обеспечение нераспространения ядерного оружия. Существенным содержанием этой стратегии является внедрение и приоритетное место в дальнейшем развитии реакторов на быстрых нейтронах с ограниченным воспроизводством, обеспечивающим лишь их собственную работу на доступных ядерных материалах и опирающимся на пристанционный топливный цикл.

В 2007 году по приказу «Росатома» была начата разработка «Стратегии развития атомной энергетики до 2050 года». В рамках этой задачи Ученым советом НИЦ «Курчатовский институт» в сентябре 2011 г. были сформулированы основные положения стратегии развития ядерной энергетики России до середины века. В этих положениях учитываются основные позиции одобренной правительством РФ «Энергетической стратегии России до 2030 года» и федеральных целевых программ развития атомного энергопромышленного комплекса.

Ниже приведены основные концептуальные положения предлагаемой стратегии.

Ядерная энергетика является неотъемлемой составляющей энергетики России в настоящее время и в обозримой перспективе. Масштабы ядерной энергетики до середины века, определяемые ростом энергетических потребностей, обеспечены доступными ресурсами делящихся материалов. Технологический потенциал обеспечивает возможные масштабы ее развития на длительную перспективу.

Формирование крупномасштабной ядерной энергетики связано с организацией замкнутого топливного цикла, в котором ресурсная проблема решается вовлечением в цикл изотопов U-238 и Th-232. Централизованная переработка ОЯТ обеспечивает эффективный контроль за использованием расщепляющихся материалов в гражданских целях и надежное захоронение радиоактивных отходов.

Многокомпонентная структура парка ядерных реакторов с эволюционным развитием каждого из направлений обеспечивает наиболее гармоничное сочетание ядерной энергетической структуры и внешней энергетической системы, минимизирует риски, обусловленные существенной неопределенностью перспектив как ресурсного обеспечения, так и использования новых материалов и технологий, в наибольшей степени удовлетворяет экономическим преференциям рыночного многообразия.

Применительно к дальнейшему развитию ядерной энергетики и созданию новых поколений ядерных установок необходимо реализовать задачу максимального уменьшения их исходной опасности путем обеспечения внутренней самозащищенности с последовательным осуществлением стратегии глубокоэшелонированной защиты.

Для обеспечения гарантий безопасности ядерной энергетики следует выработать и внедрить в практику России международные критерии защиты от внешних воздействий и стихийных бедствий, а также систему мер управления тяжелыми авариями для устранения их последствий.

Длительные сроки функционирования объектов ядерно-энергетического комплекса и принципиальная неопределенность ценовых показателей исключают возможность использования формальных экономических критериев как определяющего фактора привлекательности структурного наполнения атомного кластера, но позволяют ориентироваться на оценку «сверху» при-



Рис. 1. Доля затрат на первичные энергоисточники от валового продукта в мировой экономике

емлемых затрат через средние мировые затраты на первичную энергию. Согласно такой методике приемлемая для экономики России стоимость установленной мощности АЭС в настоящее время составляет около 2000 дол./кВт, а к 2030 году увеличится до 4000 дол./кВт.

Исходные предпосылки этого положения иллюстрируются рис. 1, где обозначен критический уровень 10 % в доле затрат на первичные энергоисточники от валового продукта в мировой экономике. Превышение этого уровня в 1980 году и в 2008 году сопровождалось общемировыми экономическими кризисами.

Коммерческий заказ для ядерно-энергетического сектора экономики в перспективе ближайших десятилетий будет сосредоточен на усовершенствовании реакторов на тепловых нейтронах, в первую очередь технологии корпусных легководных реакторов с обеспечением мощностного ряда для потребностей регионального развития в стране и в мире. Объективную перспективу имеют энерготехнологические возможности высокотемпературных реакторов, в том числе в области безопасности. Требования мирового рынка к быстрому реактору, предназначаемому для массового строительства, еще не сформированы.

Структурные варианты развития ядерной энергетики, рассчитанные на установленную (с учетом экспортных поставок) мощность АЭС в 100 ГВт к 2030 году и 300 ГВт к 2050 году, с учетом ограничений по интегральному потреблению природного урана, его годовому потреблению и объему разделительных работ, демонстрируют необходимость серийного строительства быстрых реакторов с расширенным воспроизводством топлива ориентировочно с 2030 года.

В ряду существующих и перспективных реакторных технологий до середины 21 века следует назвать:

- ВВЭР – эволюционное и инновационное развитие;
- БН – быстрые реакторы с натриевым теплоносителем;
- реакторы средней мощности для региональной энергетики и коммунального энергоснабжения на базе технологии ВВЭР и судового реакторостроения;
- реакторы малой мощности для локального и местного энергоснабжения;
- газоохлаждаемые реакторы для высокотемпературных промышленных технологий.

Среди альтернативных вариантов развития ядерной энергетики рассматриваются и изучаются форма и сроки их внедрения:

- быстрые реакторы с тяжелыми теплоносителями;
- жидко-топлевные реакторы на расплавах солей;
- бесхимические бридеры;
- электроядерные установки;
- термоядерные источники нейтронов.

При формировании структуры ядерных энергоисточников в предлагаемой стратегии использовались такие исходные положения.

Максимальный вариант установленной мощности (в электрическом эквиваленте), с учетом экспорта, который соответствует умеренному сценарию МАГАТЭ: 2030 год – 100 ГВт (э), 2050 год – 300 ГВт (э).

Место ядерных энергоисточников в топливно-энергетическом комплексе страны определяется прежде всего экономичностью (конкурентоспособностью с другими видами топлива) и топливообеспеченностью.

Базовыми критериями выбора ядерных установок для развивающегося парка атомных станций являются:

- практическая осуществимость;
- экономическая и потребительская приемлемость;
- обеспечение ядерной безопасности гражданского применения;
- минимизация угрозы распространения ядерного оружия.

При формировании возможных структурных вариантов роста установленной мощности рассматривались разновидности реакторных установок из ряда существующих и перспективных технологий, различающихся характеристиками топливоиспользования.

Для ВВЭР базовыми являются характеристики проекта АЭС-2006 (с развитием для целей рыночной привлекательности в вариант ВВЭР-ТОИ-1200). Для эффективной работы в замкнутом топливном цикле необходимо создать (с внедрением после 2020 года) ВВЭР с кардинально улучшенным использованием топлива – ВВЭР-С (с коэффициентом воспроизводства до 0,8).

В ряду реакторов на быстрых нейтронах рассматриваются размножители БР-Р с высоким воспроизводством (КВ~1,4), с умеренным воспроизводством ~ 1,2 (возможно БН-1200) и конверторы без расширенного воспроизводства БР-К (КВ ~ 1,05). При сооружении БР без расширенного воспроизводства возможна стартовая загрузка из обогащенного урана.

При этом в расчеты закладывались приведенные в таблице основные характеристики реакторов по топливоиспользованию.

Реактор	Удельный расход природного урана, т/ГВт	Удельная наработка плутония, кг/(ГВт·год)	Удельная стартовая загрузка плутония (по делящимся изотопам), т/ГВт	Удельная избыточная наработка плутония, кг/(ГВт·год)
ВВЭР	170	245		
ВВЭР-С	135	219		
ВТГР	140			
ВВЭР-МОХ		711	2,7	
БН-1200			4,17	145
БР-К			5,0	56
БР-К (U)	1610 (стартовая загрузка)			50
БР-Р			2,83	345

Рассмотренные варианты сбалансированы по топливу – загрузки быстрых реакторов формируются из плутония, выделенного из облученного ядерного топлива после переработки.

Все варианты развития могут быть сравнены со сценарием без переработки облученного ядерного топлива (открытый цикл) или со сценарием замыкания цикла только по урану 235.

В качестве основных ограничивающих критериев для вариантов рассматривались баланс природного урана (интегральные потребности и годовое потребление) и объемы разделительных работ.

На рисунках 2 и 3 приведены примеры структуры открытого и замкнутого топливного цикла и характеристики потребностей в природном уране и работе разделения.

Новое строительство – реакторы ВВЭР

Показано, что даже в варианте с открытым топливным циклом заявленных ресурсов природного урана достаточно для реализации программы до 2050 года. Однако, необходимый ресурс природного урана для обеспечения полного времени жизни реакторов, введенных до 2050 года, существенно больше ресурсной базы России, оцененной в настоящее время величиной около 1 млн тонн природного урана.

Замыкание топливного цикла при использовании только тепловых реакторов и быстрых реакторов с умеренными параметрами топливоиспользования (типа БР-К – конверторы и БН-1200) не приносит качественного улучшения ситуации.

Значимые преимущества по интегральному расходу урана возникают при переходе к быстрым реакторам с улучшенными параметрами воспроизводства топлива.

Важными характеристиками являются годовое потребление природного урана и годовые объемы разделительных работ.

Необходимость замыкания топливного цикла, изготовления ядерного топлива с использованием регенерированных материалов, переработки ОЯТ с последующим захоронением РАО в настоящее время осознана и практически не вызывает дискуссий. Как минимум до

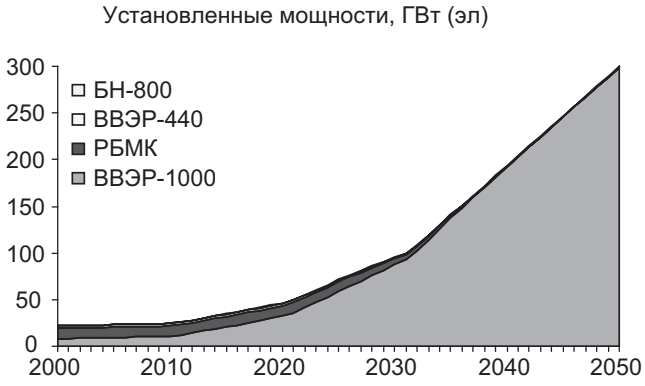


Рис. 2. Открытый топливный цикл без переработки ОЯТ

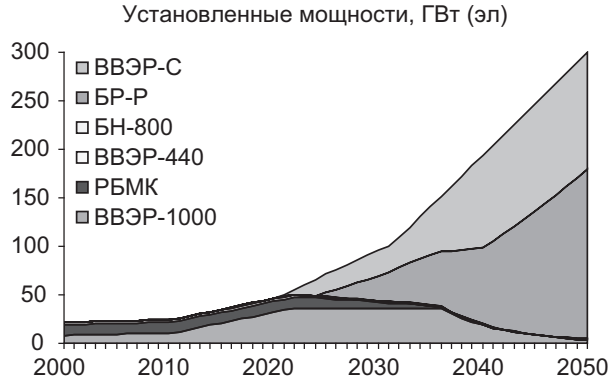


Рис. 3. Замкнутый топливный цикл. Новое строительство – реакторы ВВЭР, быстрые реакторы БР-Р, с 2020 года – модернизированный ВВЭР-С с повышенным воспроизводством (до 0,8)

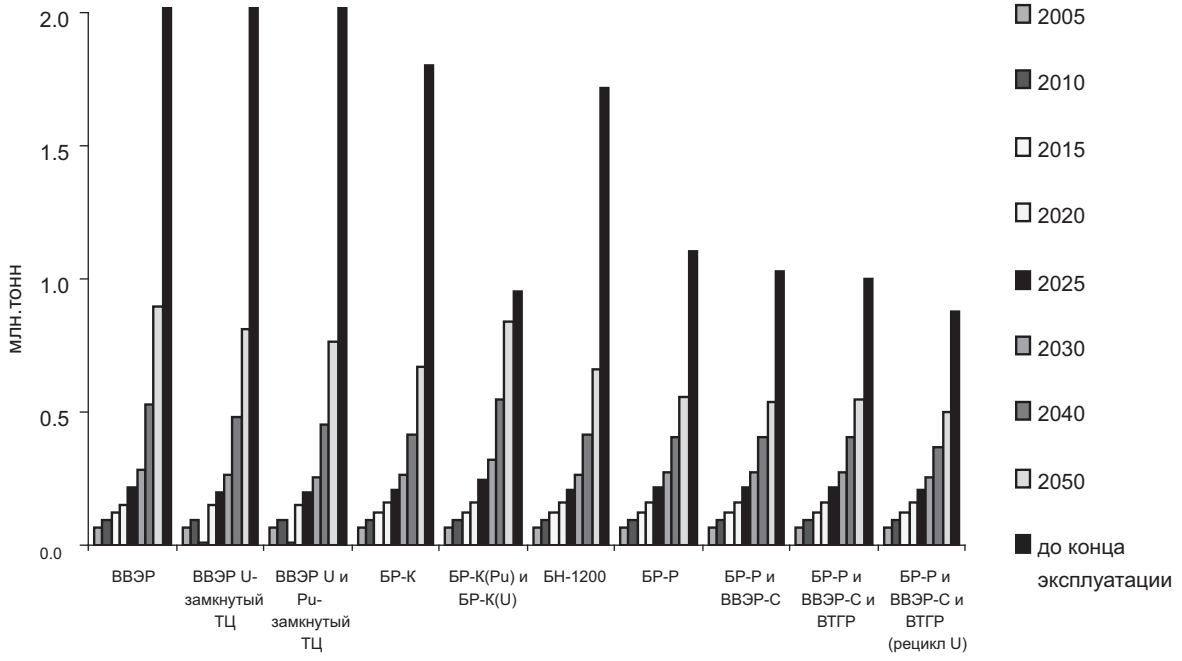


Рис. 4. Интегральные потребности в природном уране

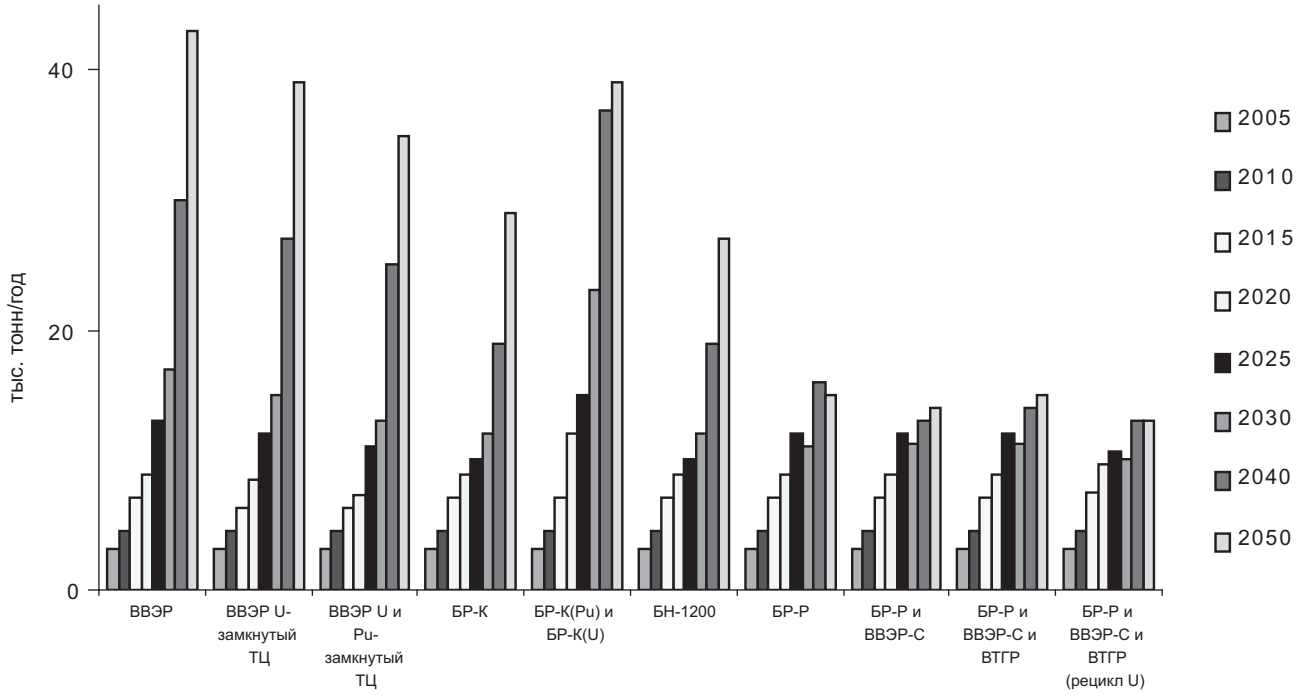


Рис. 5. Годовое потребление природного урана

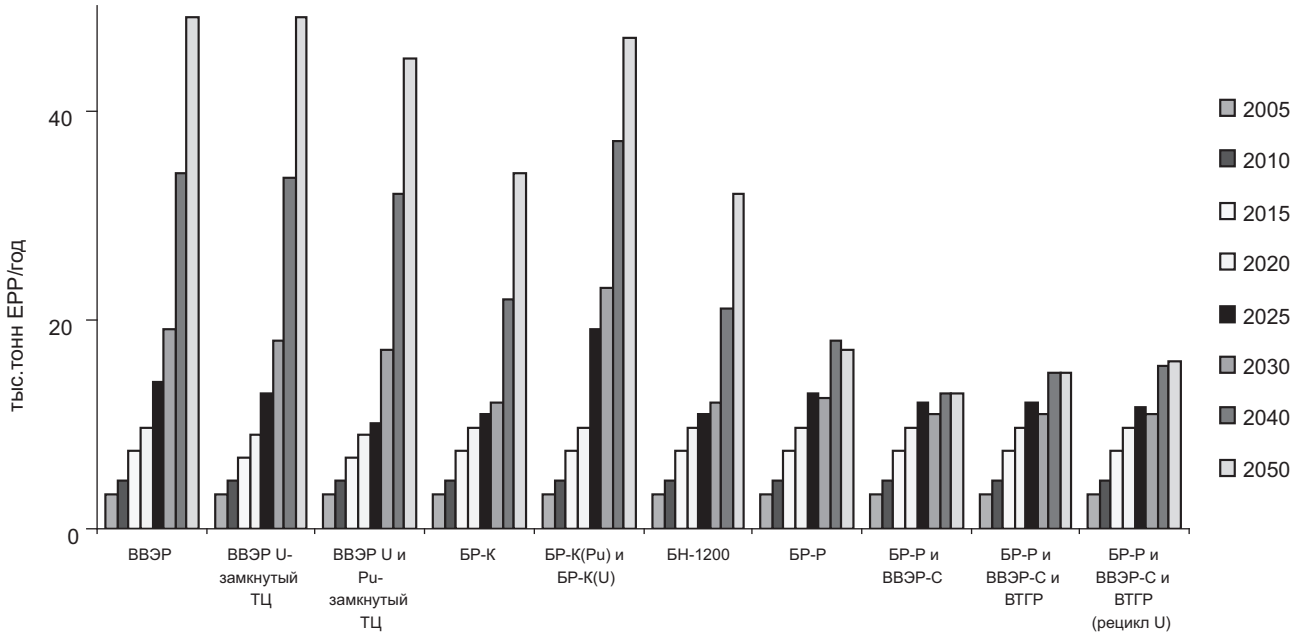


Рис. 6. Годовой объем работ разделения

2100 года как в России, так и в мире, в структуре ядерной энергетики будут присутствовать тепловые реакторы, и вполне вероятно, что их доля будет больше в сравнении с быстрыми реакторами.

Обращение с ОЯТ все равно необходимо, и замыкание топливного цикла будет развиваться.

Намерения развития ядерной энергетики высокими темпами неизбежно столкнутся с потребностью обеспечения надежной ресурсной базы, что потребует расширенного воспроизводства топлива в быстрых реакторах с использованием излишков наработанного топлива в тепловых реакторах не только в сфере электропроизводства, но в других технологических цепочках энергопотребления.

На рис. 7 приведена предлагаемая изложенным вариантом стратегии схема внедрения ядерных технологий до середины века в виде «дорожной карты».

В отличие от концептуальных положений изложенной версии стратегии развития ядерной энергии в первой половине 21 века предлагается и обсуждается альтернативная концепция, которая обозначается как естественное развитие основных положений документа 2000 года и имеет ряд принципиальных особенностей:

- отрицание перспективы развития энергетики на корпусных легководных реакторах и необходимость его целенаправленного сворачивания (ускоренный вывод ЛВР и ускоренный ввод БР с КВ ~ 1);

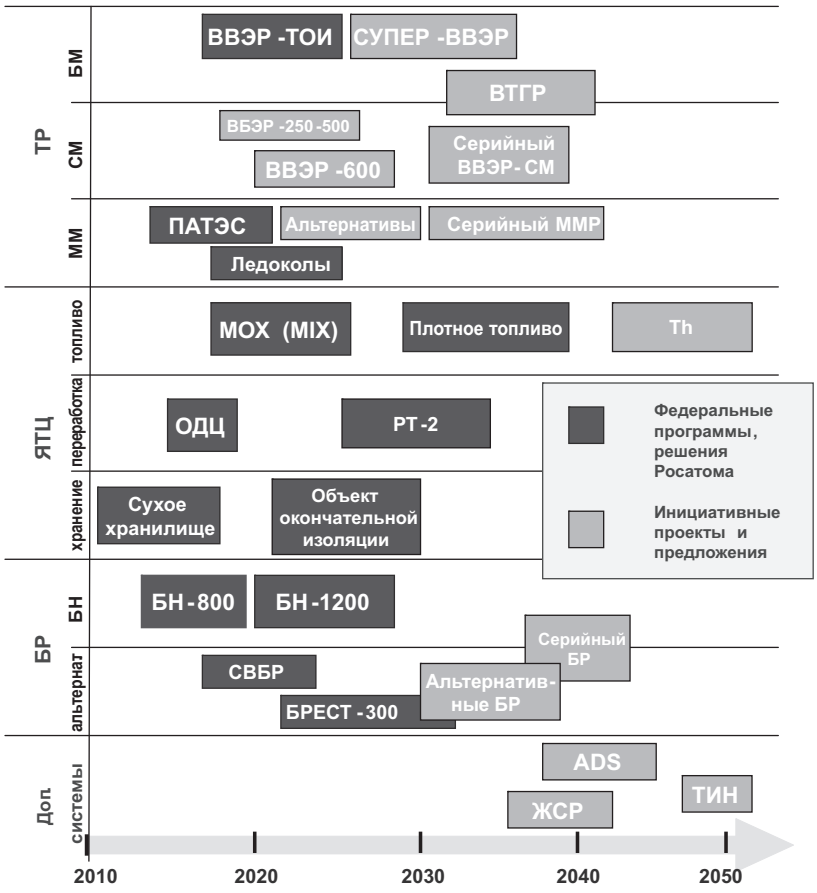


Рис. 7. Дорожная карта освоения ядерных технологий в России
ПАТЭС – плавучая атомная теплоэлектростанция; ММР – реактор малой мощности; МОХ (МІХ) – смешанное уран-плутониевое топливо; Th – включение тория в ядерный топливный цикл; ОДЦ – опытно-демонстрационный центр; СВБР – свинцово-висмутовый быстрый реактор; ADS – ускорительно управляемые системы (accelerator-driven systems) ЖСР – жидкосолевой реактор; ТИН – термоядерный источник нейтронов.

- отрицание необходимости высокого воспроизводства в БР и достаточность масштабов ЯЭ до 2100 года, обеспечиваемых такими реакторами с КВ ~ 1 при располагаемых ресурсах урана;
- использование в качестве базового условия формирования этой концепции – сооружение АЭС только с реактором «естественной безопасности»;
- отрицание многокомпонентной структуры ЯЭ (по назначению и типам реакторов).

Неприемлемость этого подхода в формировании стратегии ядерной энергетики России определяется как минимум двумя существенными факторами:

1. Неприемлемость использования в качестве **базового условия выбора концепции**: применение единственного решения – **условно** безопасного реактора (характеризуемого как «естественно безопасный») без практического подтверждения декларируемых характеристик.

2. Искусственное ограничение масштабов и областей применения ЯЭ не только в первой половине 21 века, но и за его пределами, и игнорирование уникальных возможностей воспроизводства ядерного топлива в БР при **нереализуемости названных базовых целей (безопасность, экономичность, обеспечение нераспространения) в реальной практике будущих десятилетий.**

Взвешенное сопоставление различных подходов и выбор практических путей и технических решений должны быть предметом формирования государственной стратегии развития ядерной энергетики, обеспечивающей реализацию принципиальных достоинств использования ядерной технологии в энергообеспечении, а также реальную гибкость и широкие возможности маневра в структуре ядерного топливного цикла и в преодолении экономических рисков при обязательном обеспечении ядерной безопасности и экологической приемлемости – в согласии с международными тенденциями и практическими подходами.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОПЫТА, ПОЛУЧЕННОГО ПОСЛЕ АВАРИИ НА АЭС «ФУКУСИМА-ДАЙИЧИ», ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС ВО ВСЕМ МИРЕ

Д-р Тадаши Нарабаяси (Tadashi NARABAYASHI)
Университет Хоккайдо, Япония

1. Введение

11 марта 2011 года цунами, вызванное землетрясением в районе Тохоку, на побережье Тихого океана, обрушилось на АЭС «Фукусима-Дайичи», в результате чего произошла авария на блоках 1–4. Для обеспече-

ния безопасности на атомных электростанциях в мире мы стремимся передать опыт, который был получен в ходе аварии, и предпринять все усилия по повышению безопасности. Автор этой работы принял участие в исследовании причин аварий и определении контрмер на других АЭС в Японии в качестве члена исследовательского комитета Японского общества по обеспечению безопасности атомной энергии [1], члена NISA (Агентство ядерной и промышленной безопасности Японии) для получения технического опыта в связи с авариями на АЭС «Фукусима Дайичи», члена по оценке безопасности NISA в отношении других АЭС в России [6].

2. Исследование причин аварий

Атомная электростанция «Фукусима-Дайичи» была повреждена цунами, вызванном землетрясением в районе Тохоку, на побережье Тихого океана, что привело к ядерной аварии на блоках 1–4. Как показано на рис. 1 другие АЭС, такие как «Фукусима Дайини», «Онагава» и «Токай Дайини» были также повреждены цунами, но они смогли остановить развитие серьезных аварий и обеспечить безопасные условия расхолаживания.

На рис. 2 сравниваются повреждения аварийных дизель-генераторов АЭС “Фукусима Дайичи” и “Дайини” в связи с наводнением. Блоки атомной электростанции “Фукусима-Дайини” были восстановлены в безопасных условиях, несмотря на то, что блок 1 был поврежден наводнением через шлюзы и воздухозабор для аварийного дизель-генератора. Источник питания переменного тока и двигатели насоса морской воды были восстановлены посредством замены кабеля питания переменного тока и установки новых двигателей, доставленных из Toshiba Mie Works и АЭС “Кашивазаки-Карива” вертолетом. Что касается АЭС “Фукусима Дайичи”, блок 5 был восстановлен посредством подачи питания от АДГ блока 6. Что касается блоков 1-4, потеря питания постоянного тока от АДГ и потеря источника постоянного тока явились основными причинами серьезных аварий. Что касается блока 1, потеря источника постоянного тока в главном щите управления была вызвана действием отсечных клапанов с элекродвигателями (конструкция, предполагающая закрытие при отказе), с целью отключения изолирующего конденсатора, как показано на рис. 3. Это была опасная система. Если изолирующий конденсатор продолжил бы работать, то аварию можно было вскоре остановить.

После отказа всей системы аварийного охлаждения реактора и охлаждения зоны изолирующего конденсатора, давление в защитной оболочке (контейнменте) повысилось. Отклонение уровня воды было вызвано испарением в импульсной линии, как показано на рис. 4. Уровень радиации увеличился в зоне T/B. Взрыв водорода возник после сброса влажного воздуха из бассейна-барботера. Результаты анализа демонстрируют разгерметизацию корпуса реактора, которая началась до повреждения днища корпуса реактора (КР). Это могло возникнуть в связи с расплавлением трубок TIP в активной зоне.

Согласно результатам анализа MAAP и фактическим данным предполагается, что разгерметизация КР началась до повреждения КР (рис. 5, а). Это могло возникнуть в связи с расплавлением трубок TIP в активной зоне или трубок привода стержней СУЗ. Отклонение уровня воды составило более 4 мм в связи с потерей воды в импульсной линии (рис. 5, б). Это могло быть



Рис. 1. Сравнение областей наводнения на станциях “Фукусима Дайичи”, “Дайини”, “Онагава” и “Токай” [6].

Таблица 1. Причина обесточивания блоков 1–4 на АЭС “Фукусима Дайичи” [6]

	#1	#2				
ДГ	A:NG B:NG (T/B B1)	A:NG (B1) B:OK (FP/B 1F)	A:NG B:NG (T/B B1)	A:NG (T/B B1) B:OK (FP/B 1F)	A:OK->NG B:OK->NG (T/B B1) Водное охлаждение	A:OK->NG (R/B B1) Водное охлаждение B:OK (DG/B 1F)
Выключатель в металлическом корпусе	NG (T/B B1)	NG (T/B B1)	NG (T/B B1)	NG (T/B B1)	NG (T/B B1)	слабое (R/B B2F)
Энергоцентр	NG (T/B B1)	слабое (T/B B1)	NG (T/B B1)	слабое (T/B 1F)	слабое (T/B 2F)	слабое (R/B B2F)
Аккумулятор постоянного тока	NG (C/B B1)	NG (C/B B1)	OK (T/B BM1)	NG (C/B B1)	OK (T/B BM1)	OK (T/B BM1)
САОЗ Система аварийной конденсации (RCIC)	HPCI:NG IC:OK(FC)	NG RCIC:OK	HPCI:OK RCIC:OK	(в КР нет топлива)	—	HPCS:OK (R/B B1)

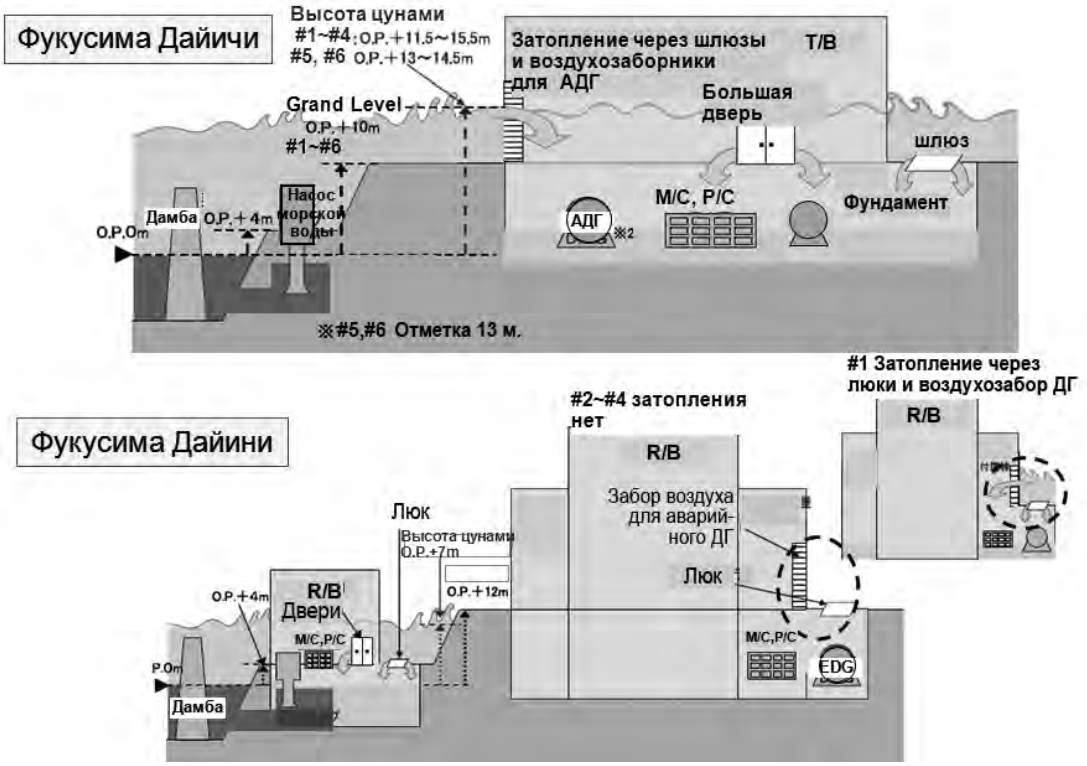


Рис. 2. Сравнение аварийного дизель-генератора, поврежденного наводнением между “Фукусима Дайичи” и “Дайини” [6].

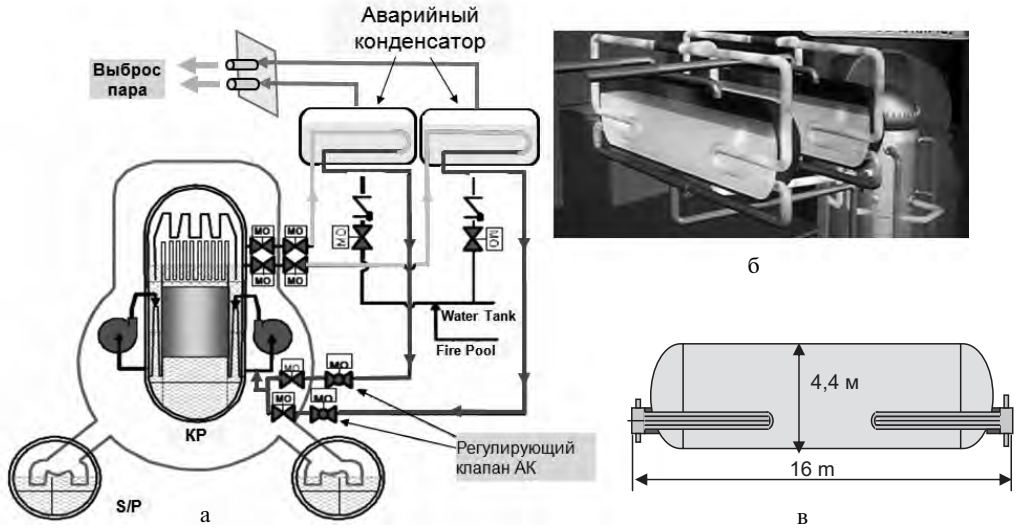


Рис. 3. Изолирующие конденсаторы на Блоке 1 “Фукусима-Дайичи”. а — система изолирующих конденсаторов; б — трехмерное изображение изолирующего конденсатора (TBS TV); в — структура резервуара изолирующего конденсатора

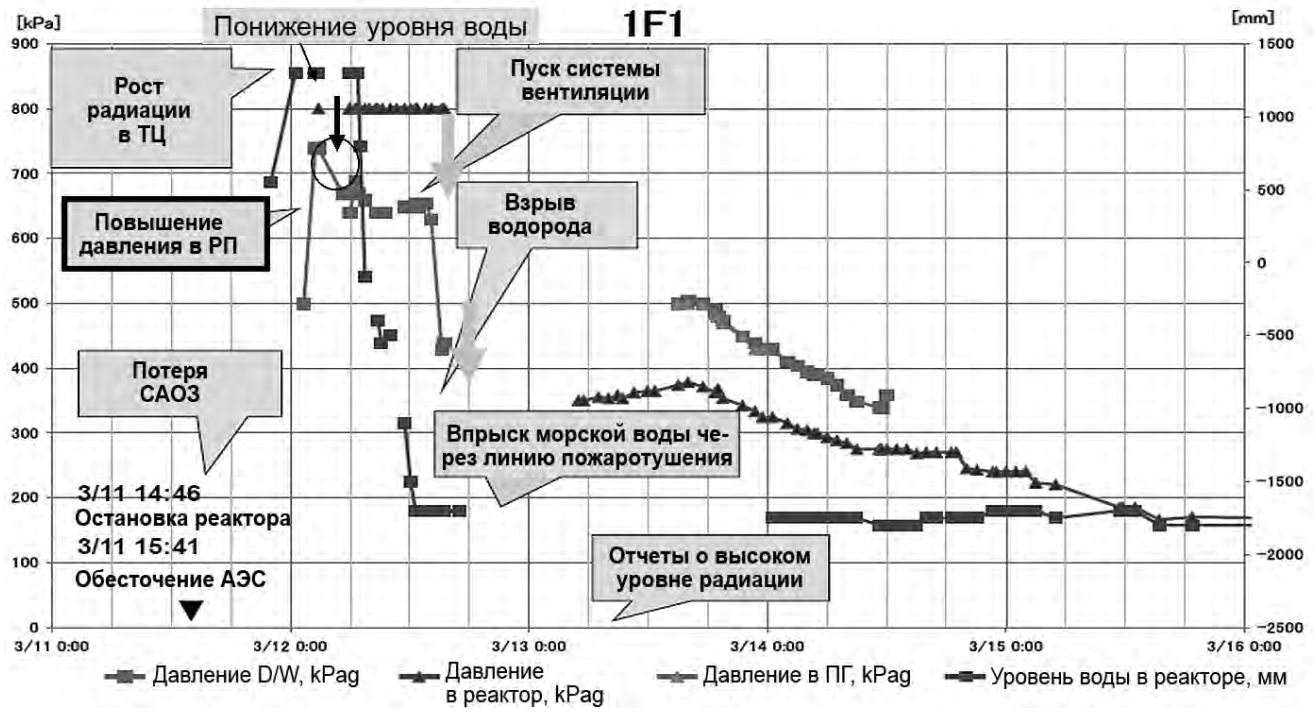


Рис. 4. Данные измерения давления в корпусе реактора и защитной оболочке, уровень воды в корпусе реактора под давлением (блок 1)

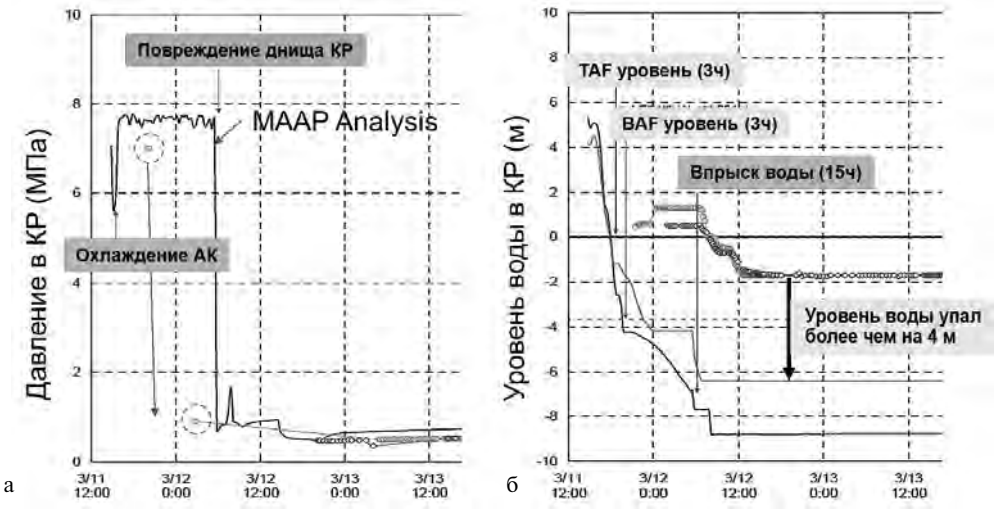


Рис. 5. Результаты анализа MAAP, сравниваемые с фактическими данными блока 1 [6] . (а) Давление к КР; (б) Уровень воды в КР

вызвано высокотемпературным перегревом активной зоны. Было необходимо подать воду в импульсную линию для измерения уровня воды через трубопровод КИП.

Что касается блока 2, система аварийной конденсации продолжала работать около 3 дней. Как показано на рис. 6, после отказа впрыска воды системы аварийной конденсации уровень воды в КР понизился как только отключилась система аварийной конденсации. Предохранительный клапан открылся, и давление в сухой шахте повысилось до 650 кПа.

Давление в КР было слишком высоким для впрыска воды пожарным насосом. Выход из строя системы нагнетания после останова системы аварийной конденсации в блоке 2 вызван повреждением активной зоны и образованием водорода (рис. 7). Было необходимо использовать сливной насос высокого давления, управляемый дизельным двигателем.

Как показано на рис. 8, после сброса давления произошел взрыв водорода (блоки 1, 3, 4). Сообщалось, что взрыв произошел рядом с бассейном-барботером. Но проверка данных показала, что звук соответствовал взрыву водорода в здании реактора блока 4. Вскоре после взрыва давление в сухой шахте блока 2 понизилось.

На рис. 9 показаны графики радиационного контроля в районе блоков 1, 2, 3 и 4 АЭС “Фукусима-Дайичи”. Каждый график сравнивался с опубликованными событиями. 15 марта уровень радиации увеличился вскоре после разрыва защитной оболочки блока 2. Потеря охлаждения активной зоны возникла в связи с отключением изолирующего конденсатора (ИК) в блоке 1. Паровая турбина системы аварийной конденсации

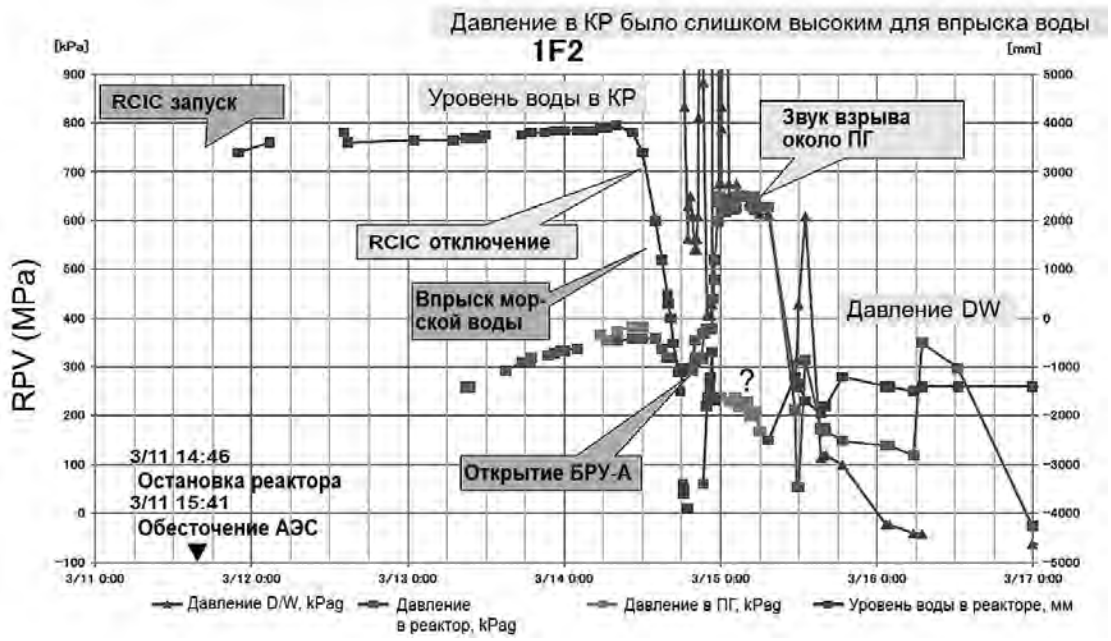


Рис. 6. Данные измерения давления блока 2 в КР и защитной оболочке, уровень воды в КР

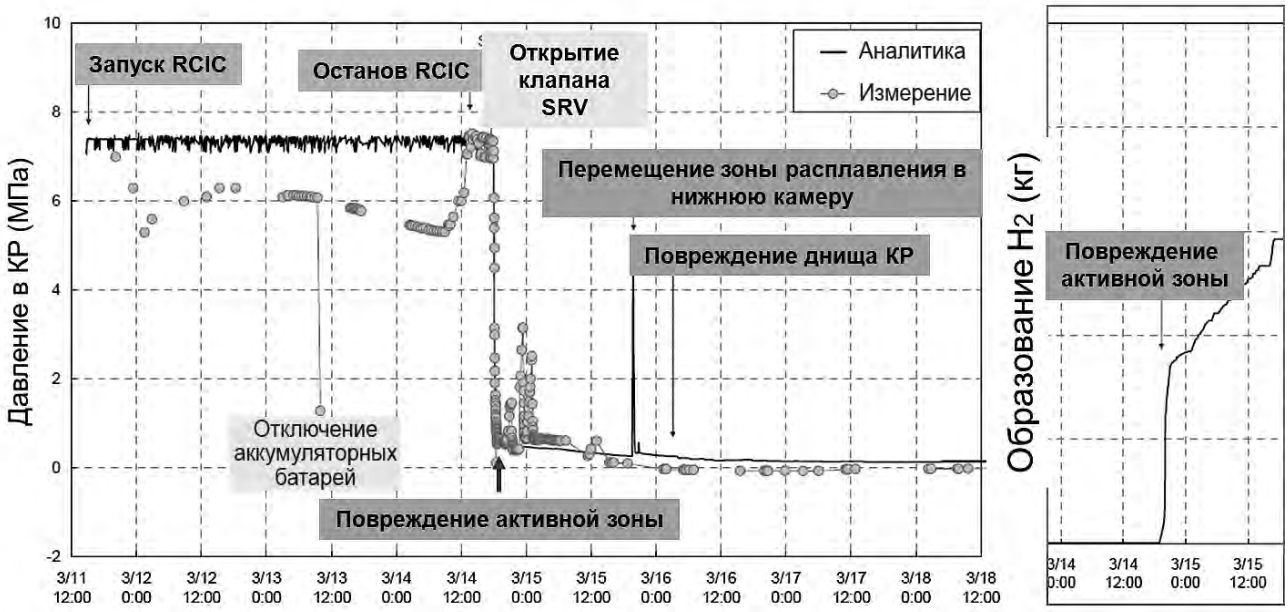


Рис. 7. Сравнение результатов анализа MAAP с фактическими данными блока 2 [6] .

также отключилась в связи с отключением батарейного питания в блоках 2 и 3. Температура и давление в бассейне-барботере (ББ) были настолько высокими, что для нагнетания воды требовалось много времени. По этой причине возникла цепочка серьезных аварий на АЭС “Фукусима-Дайичи” (рис. 10).

Как показано на рис. 11, утечки могли возникнуть через верхний фланец и люки защитной оболочки. Водород и продукты деления поступали через лестницы и люки. Хотя в активной зоне блока 4 не было топлива, водород поступил из блока 3 через дымовой канал в блок 4, а далее обратно через фильтры системы обработки защитного газа (СОЗГ) (рис. 12). 14 марта серьезный взрыв возник в здании реактора блока 3.

Как показано на рис. 13, было подтверждено, что фильтры СОЗГ были загрязнены, и все клапаны с электродвигателем были открыты в связи с конструкцией, предполагающей открытие при отказе, на блоках 3 и 4.

Автор указывал, что дополнительная вентиляционная линия могла быть причиной подачи водорода через линии СОЗГ и СКВ, как иллюстрируется на рис. 14. Водород и продукты деления затем вернулись обратно в каждое помещение через каналы выхлопного газа. Вентиляционные линии каждой АЭС должны быть независимыми от линии СОЗГ/СКВ.

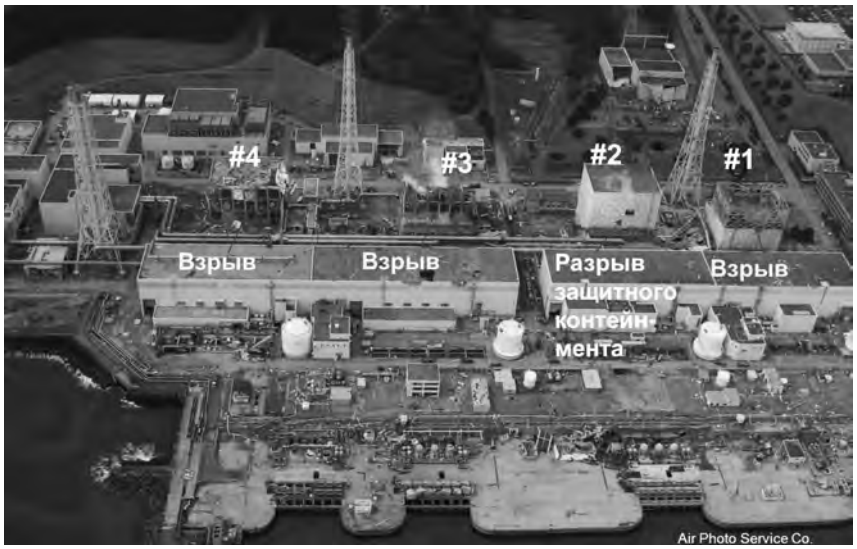


Рис. 8. Взрывы водорода после сброса давления (Блоки 1, 3 и 4).

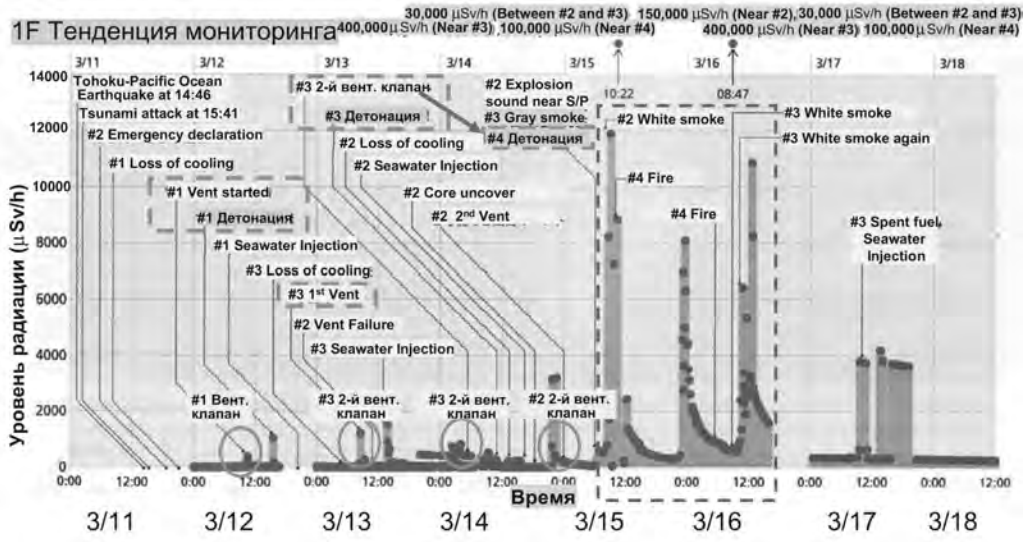


Рис. 9. Графики радиационного контроля на АЭС “Фукусима-Дайичи” в районе Блоков 1, 2, 3 и 4 (Nikkei Science, июль 2011 г.)



Рис. 10. Цепочка серьезных аварий на АЭС “Фукусима-Дайичи”

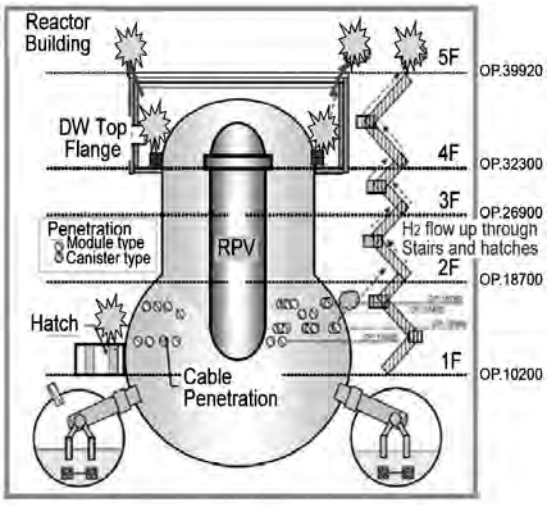


Рис. 11. Утечка водорода через сухую шахту

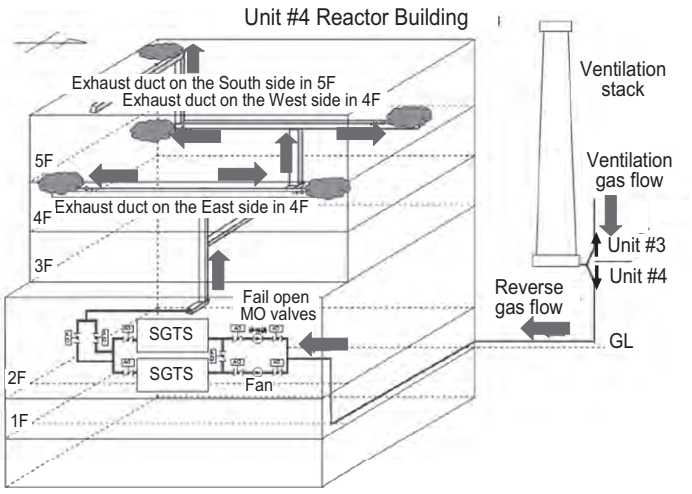
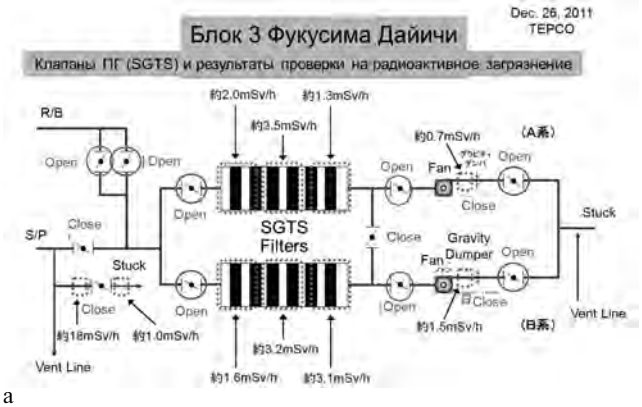
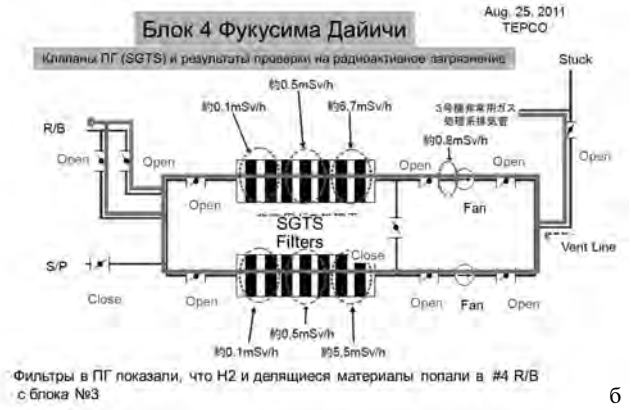


Рис. 12. Утечка водорода в здание реактора блока 4 из блока 3



а



б

Рис. 13. Результаты проверки открытия/закрытия клапанов СОЗГ и исследования загрязнения фильтров СОЗГ [6]. (а) блок 3 АЭС “Фукусима-Дайичи” [6]; (б) блок 4 АЭС “Фукусима-Дайичи” [4]

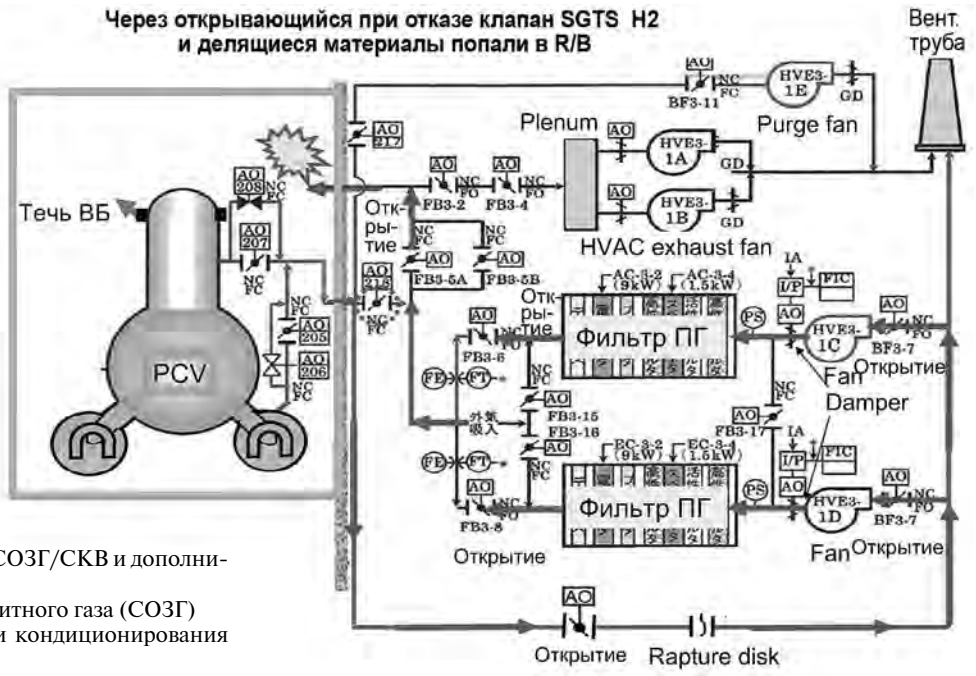


Рис. 14. Технологическая схема СОЗГ/СКВ и дополнительной системы вентиляции
SGTS — Система обработки защитного газа (СОЗГ)
HVAC — Система вентиляции и кондиционирования воздуха (СКВ)

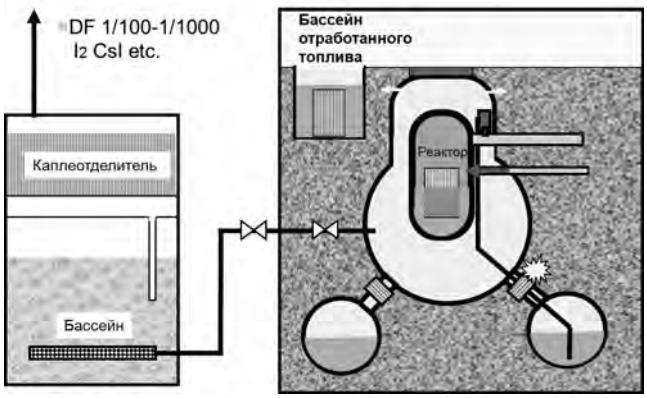


Рис. 15. Система вентиляции защитной оболочки (контейнмента) с фильтрами

3. Контрмеры

3.1. Система вентиляции защитной оболочки с фильтрами (FCVS)

После аварии на Чернобыльской АЭС активно распространялись установки вентиляционных систем защитной оболочки с фильтрацией (рис. 15) для защиты от выброса радиоактивных материалов, например во Франции, Германии, Швейцарии, Финляндии и Швеции (рис. 16 и 17).

На рис. 18 показана технологическая схема ВФС на АЭС “Лейбштат”. Процесс вентиляции выполняется автоматически, когда давление в защитной оболочке достигает установленного давления разрыва мембраны. Если оператор желает провентилировать помещение раньше, он сможет легко открыть выпускной клапан, используя приводной вал с ручным маховиком. В случае аварии на “Фукусиме-Дайичи” операторы должны были закрыть несколько клапанов системе СОЗГ, а затем открыть выпускной клапан, используя ручной компрессор и присоединенные трубки в связи с условиями полного обесточивания станции. Если система ВФС была бы установлена на “Фукусиме-Дайичи”, загрязнение среды продуктами деления можно было бы избежать. Коэффициент дезактивации составляет около 1000 для аэрозолей и около 100 для I2.

3.2. Поглотитель тепла и аварийный дизель-генератор

После аварии на TMI-2 в 1979 г., компания Kernkraftwerk Leibstadt (KKL) осуществила переоснащение системы глубокоэшелонированной защиты DiD3 дополнительного охлаждения (C/V), и системы DiD4 для устранения последствий серьезных аварий. Переоснащенная система называлась системой SEHR (Специальная аварийная система теплоотвода). Система теплоотвода (SEHR) требовалась для ENSI/HSK в конце 70-х годов, сразу после начала проекта. Поэтому это было первое переоснащение в текущем проекте KKL. В связи с некоторым ограничением требовался только один теплообменник для линий системы теплоотвода SEHR, и мощность теплоотвода составляла минимум 36.3 МВт (1% номинальной мощности: остаточное тепловыделение). В системе предусмотрены два специальных аварийных дизель-генератора и теплоотвод с охлаждением скважинной водой. Система способна охлаждать активную зону и защитную оболочку посредством теплообменника.

3.3. Защита от цунами

На АЭС «Фукусима-Дайичи» обрушилось цунами, произошла потеря источника переменного тока, а затем источника постоянного тока в связи с повреждением аварийного дизель-генератора и узла питания, комплектного распредустройства, двигателей насосов морской воды. На АЭС «Фукусима-Дайини» источник питания переменного тока и двигатели насосов морской воды были восстановлены после замены кабеля питания переменного тока и установки новых двигателей. Следовательно, очень важно обеспечить защиту от попадания цунами в важные зоны. Как показано на рис. 20, на АЭС «Диабло-Каньон» во Флориде установлена водонепроницаемая дверь типа люка и погружной трубопровод для двигателя насоса морской воды.



Рис. 16. Вентиляционная система с фильтрами, АЭС “Шооз” Франция



Рис. 17. Вентиляционная система с фильтрами, АЭС “Лейбштат” Швейцария

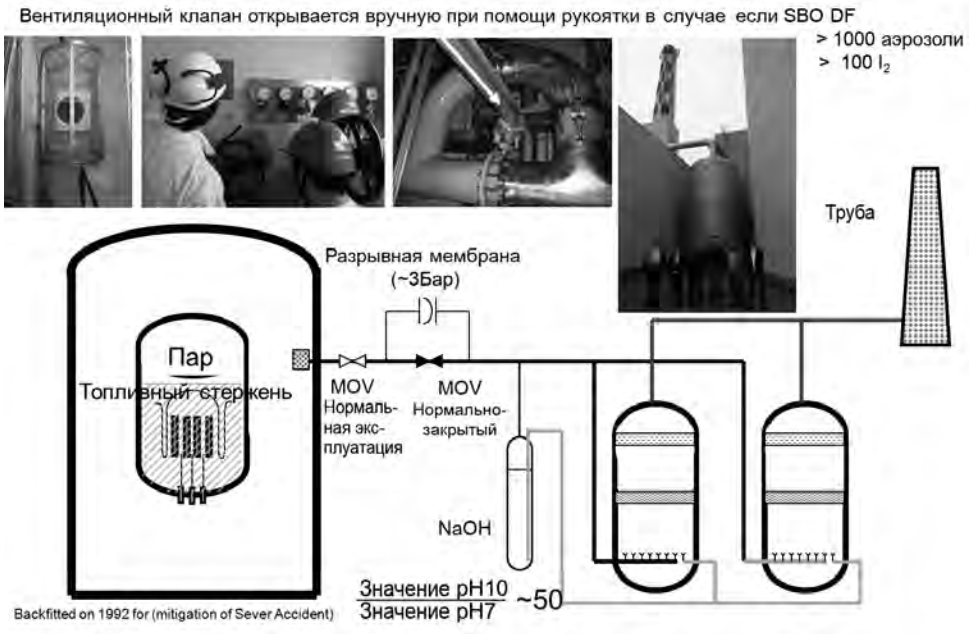


Рис. 18. Технологическая схема вентиляционной системы с фильтрами (ВФС) на АЭС “Лейбштат”, Швецйария

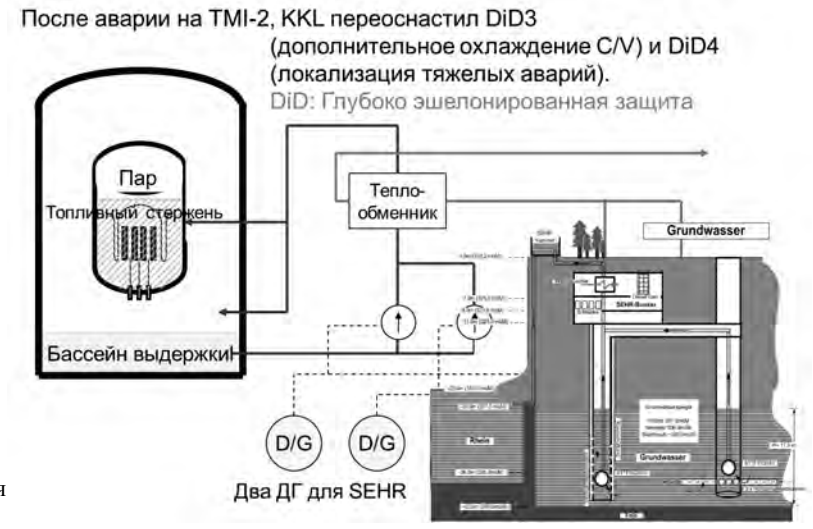


Рис.19. Специальная аварийная система теплоотвода (SEHR)

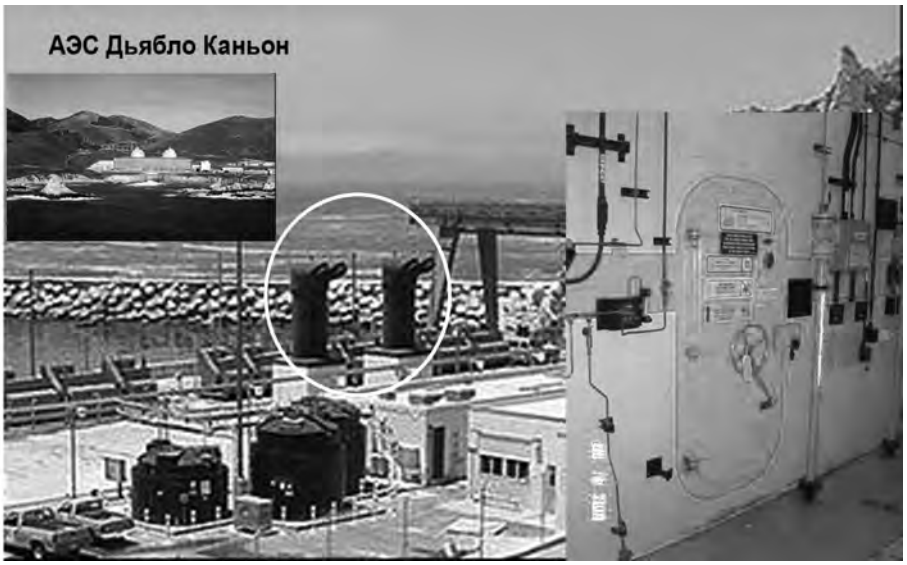


Рис. 20. Защита против цунами на АЭС "Диабло-Каньон", США

На рис. 21 иллюстрируются примеры защиты от цунами, такие как крупный переносной газотурбинный генератор и устройство приема-передачи электричества в верхней части возвышенности (85 м высота). Двери и люки с защитой против цунами установлены на АЭС с реакторами PWR/BWR в Японии, см. рис. 21, в.

Как показано на рис. 22, работа системы отвода остаточного тепловыделения с вентиляционно-фильтрующей системой обеспечивается посредством использования мобильных генераторов и теплообменников для поддержания конечного поглотителя тепла даже в случае стихийного бедствия, например, землетрясения, крупного цунами, внезапного наводнения и т.д.

4. Устойчивая ядерная энергия

На рис. 23 иллюстрируется доля устойчивой (экологически рациональной) энергии в Германии. Солнечная энергия составляет только 1.9%. Гидравлическая – 3.1%, энергия на основе биомассы – 4.6%, ветряная – 6.0%, тогда как доля ядерной энергии составляет 22.6%. Уголь – 18.7%, бурый уголь — 23.7%. Энергетические ресурсы в Японии составляют только 4%, включая гидравлические. Таким образом, мы должны использовать ядерную энергию как устойчивый источник энергии без выбросов CO_2. На рис. 24 показана оценка ископаемого топлива в мире в будущем. Человечество израсходует ископаемое топливо в течение 300 лет, хотя солнечной энергии накоплено более чем на 300 000 000 лет. На рис. 25 иллюстрируется экономический прогресс на примере Куала-Лумпур, Малайзия. Ряд развивающихся стран потребляет энергию, вырабатываемую на ископаемом топливе пропорционально их экономическому прогрессу.

Следовательно, мы должны стремиться достигнуть первоклассной ядерной безопасности на мировых АЭС. Солнечной и возобновляемой энергии не достаточно для замены ядерной энергии. Образование в ядерной отрасли имеет большую важность для поддержания технологии ядерной безопасности и культуры безопасности в мире (рис. 26).

5. Заключение

Авария на АЭС «Фукусима-Дайичи» была бы приостановлена, если бы при достаточных исследованиях были определены контрмеры, например водонепроницаемая дверь, мобильный источник питания и т.д. На основании опыта, полученного после аварий на TMI и в Чернобыле, в Европе уже установлена система отвода тепла и система вентиляции защитной оболочки с фильтрацией.

Учитывая уроки после аварий на "Фукусиме-Дайичи", мы должны стремиться достигнуть первоклассной ядерной безопасности на мировых АЭС. Солнечной и возобновляемой энергии не достаточно для замены ядерной энергии. Оба эти источника энергии следует использовать в будущем. Образование в области атомной энергетики имеет большую важность для поддержания технологии ядерной безопасности и культуры безопасности в мире.

На основании опыта, полученного в ходе исследований, и оценки выводов мы предоставляем научную и технологическую поддержку, чтобы этот опыт можно было отразить в тех мерах, которые предпринимаются учреждениями и правительственными органами в настоящее время для повышения безопасности эксплуатируемых атомных электростанций во всем мире.

Справочная литература

[1] T. Нарабаяши и K. Сугияма, «Аварии на АЭС «Фукусима-Дайичи», вызванные землетрясением и цунами в регионе Тохоку – Тихого океана», AESJ Atoms, Том 53, № 6, стр. 387–400 (2011).

[2] NISA, JNES, "Землетрясение в районе Тохоку на побережье Тихого океана и повреждение АЭС, вызванной землетрясением", (2011)

[3] JNES, "Производительность изолирующего конденсатора и анализ переходных режимов в свете аварии на Блоке 1 АЭС "Фукусима-Дайичи", (2011)

[4] Отчет совещания по расследованию аварий на АЭС "Фукусима-Дайичи" TEPCO (Промежуточный отчет), (2011), (http://icanps.go.jp/post-1.html), (на японском языке).

[5] T. Нарабаяши, "Уроки, извлеченные после аварии на АЭС "Фукусима-Дайичи" для достижения первоклассной безопасности в мире", Контроль дозы облучения после серьезной аварии на Фукусиме и уроки, полученные при снижении рабочей дозы облучения, 2012, Международный симпозиум ИСПО ALARA, (Fort Lauderdale, Флорида, 9 января 2012)

[6] NISA, "Технический опыт после аварии на АЭС "Фукусима-Дайичи" и контрмеры (промежуточный отчет", (2012) (на японском языке), (http://www.nisa.meti.go.jp/shingikai/800/28/008/8-2-1.pdf).

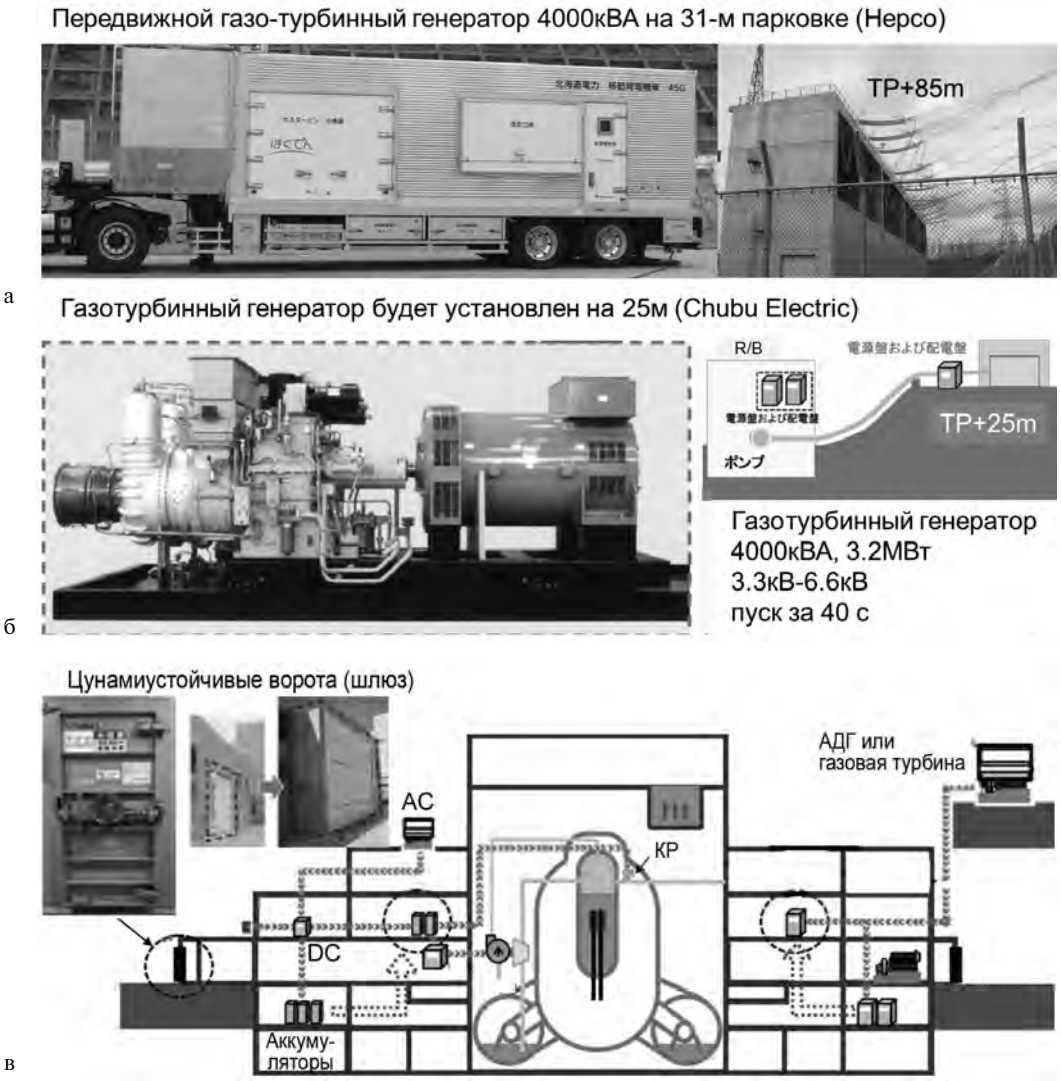


Рис. 21. Пример защиты от цунами на АЭС “Томари” (Hepco) и АЭС “Хамаока” (Chubu Electric) [7].
(а) мобильный газотурбинный генератор 4000 кВА на высоте 31 м и GIS на высоте 85 м (Hepco); (б) газотурбинный генератор 3.2 МВТ на высоте 25 м (Chubu Electric); (в) двери и люки с защитой против цунами (BWR Utilities в Японии)

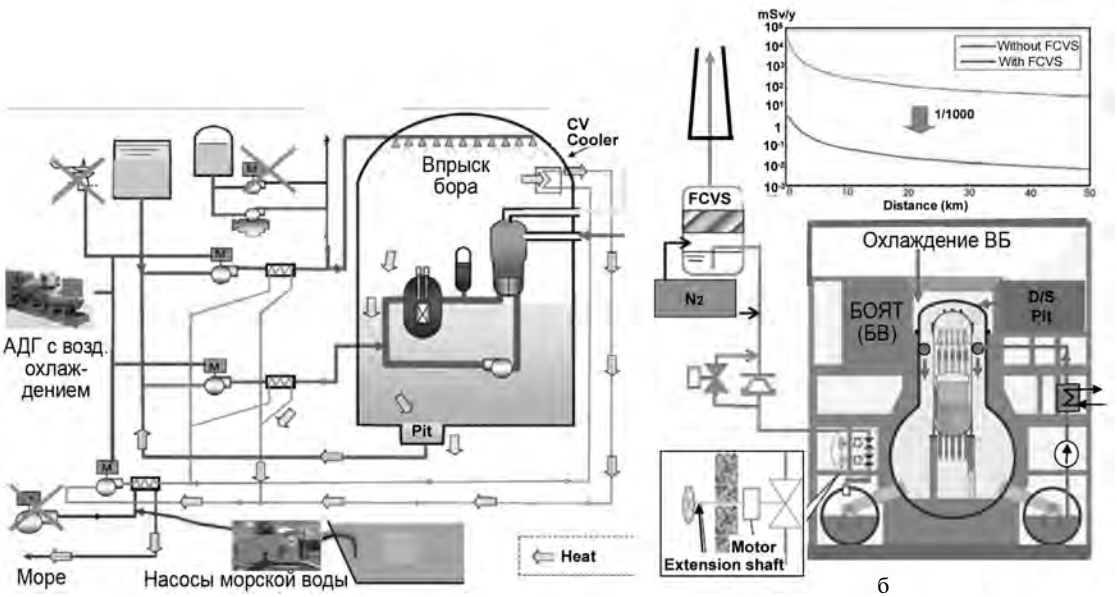


Рис. 22. Система отвода остаточного тепловыделения и система охлаждения распылением с вентиляционно-фильтрующей системой для защитной оболочки [7]. (а) Система отвода остаточного тепловыделения в здании реактора PWR (водоводяной); (б) система охлаждения защитной оболочки и вентиляционно-фильтрующая система в здании реактора BWR (кипящего типа)

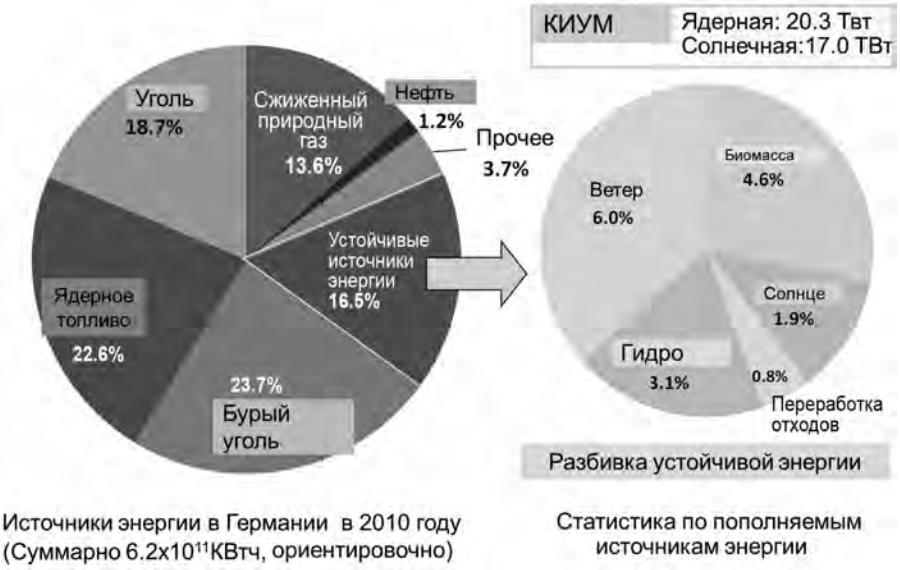


Рис. 23. Устойчивые источники энергии в Германии

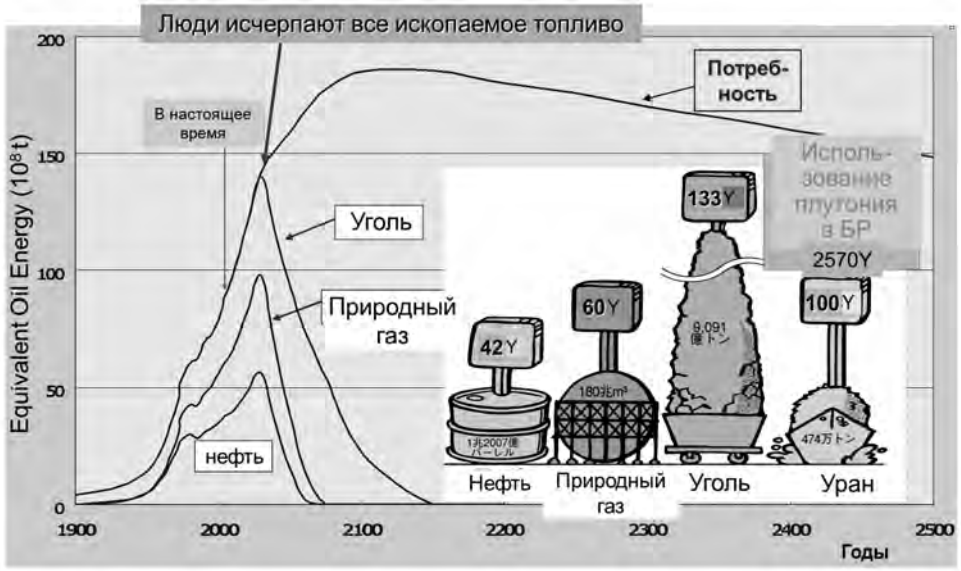


Рис. 24. Оценка энергии на ископаемом топливе в будущем



Рис. 25. Прогресс в Куала-Лумпур



Рис. 26. Подготовка кадров по ядерной науке в Малайзии

[7] “Деятельность лицензиатов по обеспечению безопасности АЭС в Японии”, отчет Федерации электроэнергетических компаний, (7 марта 2012)
(http://www.nisa.meti.go.jp/shingikai/800/28/240307/240307-1.pdf)

Перечень сокращений

KP — корпус реактора (под давлением)
DW — сухая шахта
S/P — бассейн-барботер
SRV — предохранительный клапан
M/C — комплектное распредустройство
ВФС — система вентиляции защитной оболочки с фильтрами
SEHR — специальная аварийная система отвода тепла
NISA — агентство ядерной и промышленной безопасности Японии
JNES — Организация по безопасности ядерной энергетики Японии
METI — Министерство экономики, торговли и промышленности Японии
PWR/BWR — водо-водяной энергетический реактор/ реактор кипящего типа

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ РОССИЙСКИХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ К ЭКСТРЕМАЛЬНЫМ ВНЕШНИМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ ПО УРОКАМ АВАРИИ НА АЭС «ФУКУСИМА-ДАЙИЧИ»

Шутиков А.В.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Фундаментальные принципы обеспечения безопасности ядерно-энергетических установок определяют главную цель – предотвращение опасного радиационного воздействия на человека и окружающую среду при нарушениях нормальных условий эксплуатации, при проектных и запроектных авариях.

Эти принципы сложились, в том числе и на основе опыта предыдущих аварий на атомных станциях «Три-Майл Айленд» (США, март 1979 г.) и Чернобыльской АЭС (СССР, апрель 1986 г.). Данные аварии существенно повлияли на концепцию обеспечения безопасности и внедрение дополнительных технических и организационных мероприятий для обеспечения и повышения ядерной и радиационной безопасности АЭС и привели к изменению роли человеческого фактора, к изменению подходов к регулированию безопасности.

Стандарты обеспечения безопасности определяют необходимость реализации концепции глубокоэшелонированной защиты, основанной на применении системы физических барьеров на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду и системы технических и организационных мер по защите и сохранению эффективности физических барьеров, а также по защите персонала, населения и окружающей среды.

Реализация технических функций достижения безопасности основана на двух главных принципах обеспечения безопасности:

- принципе предотвращения аварий (проектные основы);
- принципе ослабления аварий (управление авариями).

В соответствии с этими принципами для поддержания безопасности АЭС на требуемом уровне за прошедшие годы была проведена и в настоящее время продолжается работа по проведению плановой модернизации, повышению безопасности всех 10 действующих российских АЭС и приведению проектов АЭС в соответствие с требованиями федеральных законов и современных федеральных норм и правил по безопасности в атомной энергетике.

Одновременно с этим был выполнен большой объем работ по обеспечению противоаварийной готовности, противоаварийному планированию и управлению авариями. Обеспечено функционирование Кризисного центра эксплуатирующей организации, подготовлены защищенные пункты управления АЭС, города, районов эвакуации. В эксплуатирующей организации организована работа группы ОПАС (оказания помощи атомным станциям), на АЭС созданы нештатные аварийно-спасательные формирования, имеется необходимая противоаварийная документация – планы защиты персонала, планы пожаротушения, инструкции по ликвидации аварий, руководства по управлению запроектными авариями и др.

Блочные, резервные и защищенные пункты управления АЭС оснащены всем необходимым в соответствии с рекомендациями эксплуатирующей организации для использования при ликвидации аварий и пожаров.

Эксплуатирующей организацией в плановом порядке выполняются проверки и оценки уровня безопасности всех энергоблоков АЭС в соответствии с требованиями нормативной документации. Результаты этих проверок и оценок показывают, что на всех действующих российских АЭС поддерживается приемлемый уровень безопасности и планомерно выполняются мероприятия, направленные на дальнейшее повышение их безопасности, надежности и экономической эффективности. Результаты инспекций и проверок, проведенных на АЭС России комиссиями Ростехнадзора и других надзорных и регулирующих органов Российской Федерации, Госкорпорации «Росатом», эксплуатирующей организации ОАО «Концерн Росэнергоатом» и международных организаций МАГАТЭ, ВАО АЭС, также подтверждают соответствие уровня безопасности действующих российских АЭС требованиям российских и международных документов по обеспечению безопасности АЭС.

События на АЭС «Фукусима-Дайичи» в Японии 11 марта 2011 г. привели к необходимости актуализации проблем обеспечения безопасности на АЭС. Эта авария, как и авария на Чернобыльской АЭС, была оценена самым высоким уровнем 7 по международной шкале INES. Воздействие внешних экстремальных событий природного характера и их сочетаний привели к такой аварии, при которой со всей очевидностью проявилась недостаточная эффективность принятых мер по уменьшению вероятности возникновения, ослаблению и управлению запроектными авариями, ликвидации их последствий.

Этот факт привел к новому импульсу рассмотрения на мировом уровне методов и технических принципов обеспечения безопасности АЭС.

Основные выводы из уроков аварии на АЭС «Фукусима-Дайичи»:

- персонал, руководство АЭС и эксплуатирующие организации должны быть нацелены на незамедлительные действия по предупреждению и смягчению последствий запроектных аварий;
- на каждом энергоблоке должен быть организован запас неповреждаемых при стихийных бедствиях

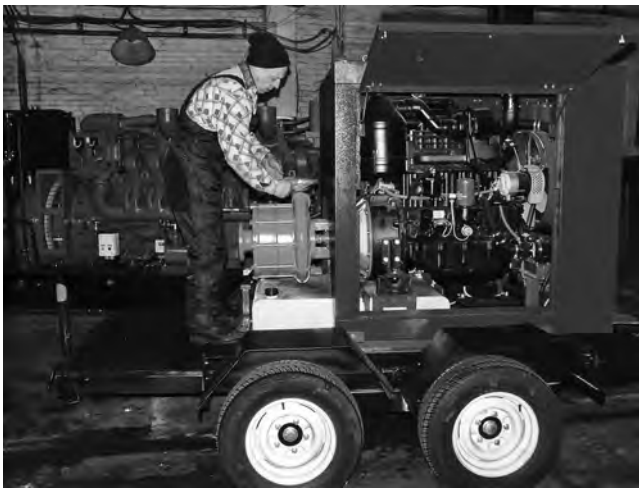
технических средств, обеспечивающих энергоблоки АЭС электроэнергией и водой для охлаждения реактора и отработавшего ядерного топлива в бассейнах выдержки и отдельно стоящих хранилищах отработавшего ядерного топлива;
- необходимо в течение первых часов после аварии восстановить электроснабжение и подачу воды для охлаждения ядерного топлива в реакторе, бассейне выдержки и отдельно стоящем хранилище отработавшего ядерного топлива;
- эксплуатирующие организации, надзорные и регулирующие органы, органы исполнительной власти, международные организации и общественность должны быть своевременно информированы о событиях на АЭС. Должно быть обеспечено привлечение внешней помощи со стороны правительства, а при необходимости и помощи международного сообщества.

После аварии на АЭС «Фукусима-Дайичи» международное ядерное сообщество призвало все эксплуатирующие организации выполнить анализ безопасности АЭС с учетом результатов аварии на АЭС «Фукусима-Дайичи» – анализ устойчивости АЭС к экстремальным внешним воздействиям для всех действующих АЭС.

Эксплуатирующей организацией незамедлительно были организованы комиссионные проверки безопасности АЭС и проведен анализ устойчивости АЭС к экстремальным внешним воздействиям. По результатам выполненного анализа был подготовлен «Аналитический отчет по рассмотрению сценариев воздействия аномальных внешних событий на АЭС России», разработаны «План работы по повышению уровня безопасности действующих российских АЭС» и «Мероприятия для снижения последствий запроектных аварий на АЭС».

Позднее Ростехнадзором были разработаны «Предложения по пересмотру подходов к безопасности атомных станций России» с учетом методологии, подготовленной Западно-Европейской ассоциацией регулирующих органов и согласованной Европейской Комиссией для обеспечения организации и проведения анализа безопасности АЭС при экстремальных внешних воздействиях (стресс-тестов) на российских АЭС. По запросу Ростехнадзора Концерном «Росэнергоатом» был выполнен дополнительный анализ устойчивости АЭС к экстремальным внешним воздействиям.

В объем проведения анализа безопасности АЭС при экстремальных внешних воздействиях вошла оценка безопасности АЭС:
- при всех возможных экстремальных внешних воздействиях на АЭС, характерных для районов их размещения и сочетаний экстремальных внешних воздействий (землетрясений, затоплений, штормов, смерчей, лесных пожаров, прорывов дамб и плотин, низких температур и др.);
- при потере электроснабжения АЭС, включая полное обесточивание АЭС;
- при потере конечных поглотителей тепла, обеспечивающих отвод остаточного тепловыделения от реакторов, бассейнов выдержки и отдельно стоящих хранилищ отработавшего ядерного топлива;
- при потере целостности (герметичности) защитной оболочки реактора;
- при сочетании потери электроснабжения АЭС, конечных поглотителей тепла и целостности защитной оболочки реактора.



В июне-ноябре 2011 г. эксплуатирующей организацией и АЭС с привлечением научных, конструкторских и проектных организаций был выполнен анализ безопасности АЭС с учетом результатов аварии на АЭС «Фукусима-Дайичи» для всех 10 действующих российских АЭС с выпуском «Отчетов о проведении анализов безопасности АЭС при экстремальных внешних воздействиях». Результаты анализов были обсуждены и одобрены на расширенном совещании в Ростехнадзоре в декабре 2011 г.

По результатам проведенных анализов безопасности АЭС не потребовалось изменения режима эксплуатации ни одной российской АЭС.

Организовано также проведение анализа безопасности при экстремальных внешних воздействиях для сооружаемых АЭС: Нововоронежской АЭС-2; Ленинградской АЭС-2; Балтийской АЭС, 3-го и 4-го блоков Ростовской АЭС, Белоярской АЭС-2.

Основные выводы по результатам выполненного анализа устойчивости АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» к внешним экстремальным воздействиям следующие:
- за последние 10–15 лет на российских АЭС была проведена модернизация, направленная на повышение безопасности АЭС, в том числе для управления запроектными авариями;
- выявлены уязвимые места и дополнительный перечень гипотетических исходных событий запроектных аварий для каждой АЭС;
- определена требуемая реализация дополнительных мер по повышению автономности АЭС (до 5–10 суток);
- в проектах действующих АЭС предусмотрены меры не на все запроектные исходные события.

До аварии на АЭС «Фукусима-Дайичи» на российских АЭС в рамках модернизации уже был внедрен ряд дополнительных к первоначальному проекту мероприятий для использования при управлении запроектными и тяжелыми авариями:
- созданы дополнительные каналы систем безопасности и электроснабжения на энергоблоках 1-го поколения;
- Кольская и Нововоронежская АЭС были оснащены передвижными аварийными дизель-генераторами;
- выполнена замена и модернизация электротехнического оборудования (замена аккумуляторных батарей, трансформаторов тока, замена выключателей на элегазовые и др.);

- внедрена двухкомплектная система аварийной защиты реактора на блоке № 5 Нововоронежской АЭС и блоке № 3 Белоярской АЭС;
- на ряде энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР внедрена система контроля концентрации и рекомбинации водорода в защитных оболочках реакторов;
- обеспечена возможность подачи воды в парогенераторы всех блоков Кольской АЭС от трех дополнительных дизель-насосов высокого давления;
- обеспечена возможность подачи воды в парогенераторы АЭС от пожарных машин с созданием дополнительных врезок и мест подключения и др.;
- разработаны и введены в действие руководства по управлению запроектными авариями для АЭС.

По результатам проведения анализов устойчивости АЭС к экстремальным внешним воздействиям мероприятия по повышению безопасности АЭС по предложению Ростехнадзора были дополнены, в том числе разработкой вероятностных анализов безопасности для различных экстремальных воздействий и их сочетаний.

Все мероприятия по повышению безопасности АЭС разделены на краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные. Основной объем работ на всех действующих АЭС планируется завершить в 2015 году.

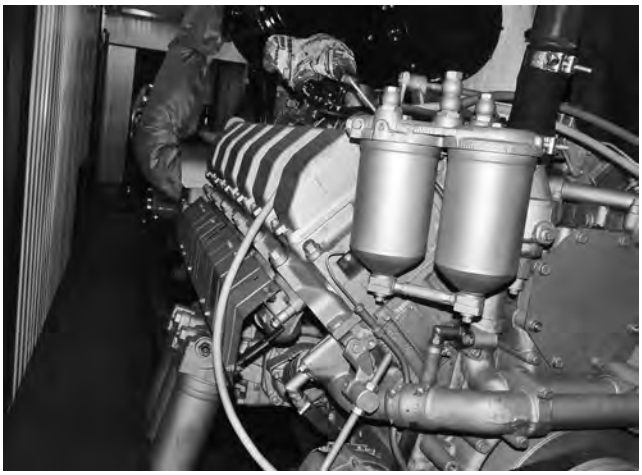
В объем мероприятий по повышению безопасности действующих АЭС вошли:

- приобретение 180 единиц оборудования для оснащения АЭС передвижными противоаварийными техническими средствами для использования при ликвидации запроектных и тяжелых аварий (дизель-генераторы, дизель-насосы, мотопомпы и др.);
- разработка и введение в действие на всех АЭС «Карт действий персонала при запроектных авариях»;
- внедрение дополнительных противоаварийных мероприятий на системах и оборудовании энергоблоков АЭС.

Планируются мероприятия по повышению безопасности и надежности российских АЭС по следующим направлениям:

1. Обеспечение сейсмостойкости:

- внедрение систем автоматического останова реакторов при землетрясении;
- уточнение данных по уровню возможных землетрясений в районе расположения АЭС;
- реализация мероприятий по повышению сейсмостойкости зданий, сооружений, систем и оборудования АЭС.



2. Обеспечение электроснабжения потребителей, необходимых для управления запроектными авариями:

- определение дополнительных схем подачи питания от аварийных передвижных дизель-генераторов (N = 2,0 и 0,2 МВт) на управляющие системы безопасности, необходимые при ликвидации аварий;
- повышение надежности электроснабжения (монтаж дополнительных линий электропередач от энергосистемы к АЭС и повышение внутреннего резервирования между энергоблоками).

3. Обеспечение теплоотвода от активной зоны реактора и отработавшего топлива в бассейне выдержки и отдельно стоящем хранилище отработавшего ядерного топлива:

- определение дополнительных источников и схем подачи воды в реактор, в парогенераторы, бассейны выдержки и отдельно стоящие хранилища отработавшего ядерного топлива.

4. Обеспечение взрывобезопасности:

- внедрение систем контроля и рекомбинации водорода в защитных оболочках реакторов типа ВВЭР;
- внедрение системы аварийного сброса и фильтрации газов из защитных оболочек реакторов типа ВВЭР.

5. Обеспечение контроля и управления:

- повышение защищенности блочных и резервных пультов управления АЭС;
- обеспечение блоков АЭС системами «Аварийные КИП» и «Аварийный пробоотбор»;
- внесение изменений в руководства по управлению запроектными авариями (после внедрения дополнительных проектных решений);





- разработка руководств по управлению тяжелыми авариями.

6. Реализация мероприятий по совершенствованию системы противоаварийного взаимодействия:

- создание в Центре технической поддержки, в Кризисном центре ОАО «Концерн Росэнергоатом» и на АЭС единой системы радиосвязи, использующей стандарт «TETRA»;
- создание передвижных пунктов управления и передвижных узлов связи для эксплуатирующей организации и АЭС;
- создание в ОАО «Концерн Росэнергоатом» регионального Кризисного центра Всемирной организации эксплуатирующих организаций (ВАО АЭС) на базе Московского центра.

Для реализации дополнительных проектных решений и разработки противоаварийной проектной документации запланировано выполнение следующих научно-исследовательских работ и обоснований:

- дополнительные анализы тяжелых аварий с целью определения исходных данных для формирования технических требований к системе аварийного сброса и фильтрации газов из защитных оболочек реакторов типа ВВЭР;
- расчеты значений максимально возможных сейсмических воздействий в местах расположения АЭС на основе современных расчетных моделей;
- разработка технических требований к «аварийным» контрольно-измерительным приборам, рассчитанным на работу в условиях запроектных аварий;
- моделирование воздушного охлаждения реакторов типа РБМК.

В дополнение к проектным обоснованиям и в соответствии с планами внедрения специальных технических средств по управлению запроектными авариями реализуются следующие мероприятия по разработке и совершенствованию противоаварийной эксплуатационной документации:

- анализ и внесение изменений в эксплуатационную документацию;
- ввод плана-графика пересмотра, корректировки и разработки противоаварийных процедур;
- корректировка противоаварийных процедур – симптомно-ориентированных инструкций, инструкций ликвидации аварий и руководств по управлению запроектными авариями (по мере реализации дополнительных противоаварийных проектных решений);
- разработка и внедрение руководств по управлению тяжелыми авариями для всех энергоблоков российских АЭС.

Работа по всем направлениям организована, генеральными проектировщиками уже разработан ряд конкретных проектных решений. Реализация всех мероприятий в основном будет завершена на АЭС в 2015 году.

В заключение можно сказать, что запланированные к реализации дополнительные противоаварийные мероприятия повысят «живучесть» и автономность АЭС при запроектных авариях до 5–10 суток и, как следствие, повысят в целом безопасность российских АЭС.

ГРАФИТ И РЕСУРС РБМК-1000

Штромбах Я.И., Чугунов О.К.
НИЦ «Курчатовский институт»

Исследования радиационной стойкости графита начались с 1960-х годов, когда А.П. Александров поручил П.А. Платонову разобраться в том, что происходит с графитовыми кладками уран-графитовых промышленных реакторов. В графитовых блоках кладки стало наблюдаться заклинивание топливных каналов, что препятствовало извлечению блоков при перегрузке каналов. В результате – длительные простои и большие дозовые нагрузки на персонал.

В 1964 году в «горячей» материаловедческой лаборатории института атомной энергии им. И.В. Курчатова (позднее – отдел (отделение) радиационного материаловедения (ОРМ)) была создана группа исследования реакторного графита. Начальником группы и руководителем работ по графиту был назначен П.А. Платонов.

На этой стадии были разработаны методики измерения свойств графита, методики и устройства для облучения графита при заданной температуре. Исследовали образцы реакторного графита марки Б-15, из которого были изготовлены кладки промышленных реакторов. Исследования велись в широком диапазоне температуры (от 100 до 500 °С), и была впервые для отечественного графита показана усадка графита (уплотнение) при температуре выше 300 °С. Этот результат имел большое значение, так как показывал, что усадка графита будет длительным процессом и необходимо регулярно восстанавливать размер отверстия в графитовых блоках. Были впервые получены также данные по ползучести отечественного графита. С использованием данных по ползучести и формоизменению впервые был сделан расчет напряжений, возникающих в результате градиентов температуры и нейтронного потока, и было показано, что эти напряжения могут привести к растрескиванию графитовых блоков.

Опыт планомерного исследования поведения кладок уран-графитовых реакторов промышленного назначения (ПУГР) позволил заранее спрогнозировать характер поведения кладок реакторов на стадии интенсивного радиационного формоизменения графита, т. е. на последней стадии их эксплуатации.

В работах по исследованию графита в середине 1980-х годов был важный этап, позволивший в дальнейшем четко сформулировать критерии предельного состояния графитовых кладок в целом. Это анализ поведения кладки промышленного реактора АВ-3. В графитовых блоках этого реактора появились продольные трещины и периферийные каналы стали сильно прогибаться. Анализ показал, что вследствие эксплуатации кладки этого реактора при высокой температуре (> 700 °С) внутренние слои графитовых блоков перешли в стадию распухания, вызвав растягивающие напряжения на наружной поверхности графитовых блоков, что в сумме с температурными напряжениями привело к растрескиванию. Раскрытие трещин под действием внутренних напряжений привело к деформации кладки в целом. Исследование кернов, отобранных из кладки АВ-3, в том числе при дооблучении в реакторе МР, подтвердило этот вывод. Таким образом была выявлена необходимость эксплуатации кладки при возможно более низкой температуре. В результате этого анализа были предложены остальные критерии работоспособности

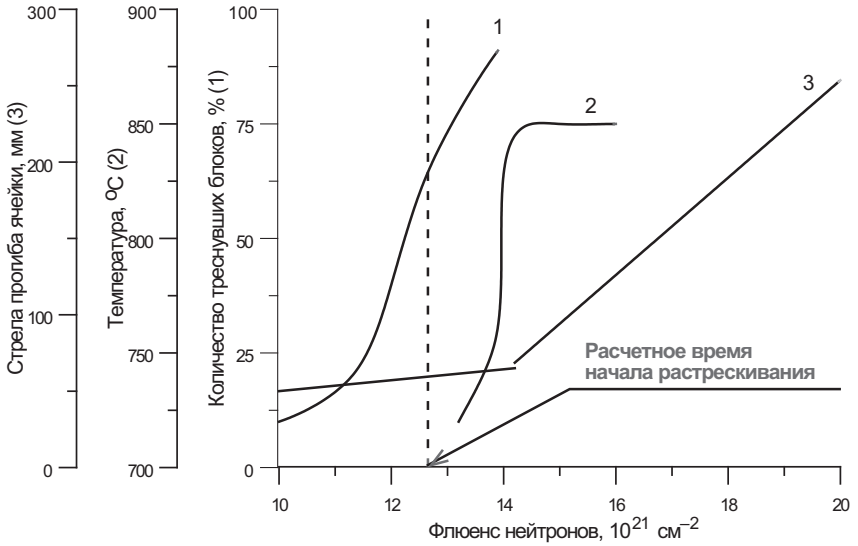


Рис. 1. Деградация кладки реактора АВ-3

графитовых кладок канальных реакторов: целостность графитовых блоков и предельная стрела прогиба периферийных каналов. Характер изменения параметров графитовой кладки АВ-3 показан на рисунке 1.

Хотя основные закономерности поведения кладки были получены при исследовании кладки реактора АВ-3, но из-за сложной истории его эксплуатации (постоянного повышения температуры кладки вплоть до 900 °С) наиболее надежные данные были получены при исследовании кладки реактора АДЭ-2 (ГХК, г. Красноярск), который с самого начала эксплуатации работал в энергетическом режиме (температура кладки поддерживалась на уровне 600 °С). Реактор был остановлен в 2010 году, проработав 47 лет при поэтапном снижении мощности реактора, чтобы не допустить резкого роста температуры графита.

По заказу Концерна «Росэнергоатом» нами была проведена работа по обобщению опыта эксплуатации промышленных аппаратов на примере АДЭ-2 для его использования при оценке работоспособности графитовых кладок реакторов РБМК-1000 в период дополнительного срока эксплуатации. Кроме того, в период комплексного обследования в 2004 году из кладки реактора АДЭ-2 были взяты керны графита и проведены исследования их физико-механических свойств.

Эта работа проводилась для верификации такого критерия работоспособности графита как $F_{кр}$. Так как поведение различных марок графита существенно различается, нужен был критерий оценки предельного состояния графита. Именно в этот период был сформулирован критерий деградации графита, так называемый критический флюенс нейтронов ($F_{кр}$) – флюенс, при котором объем графита после радиационной усадки возвращается к исходному значению. При дальнейшем облучении за счет межкристаллитного растрескивания происходит быстрое распухание и быстрая деградация всех свойств: теплопроводности, прочности, удельного электросопротивления (рисунок 2).

В результате всех этих исследований было показано, что при наступлении массового растрескивания гра-

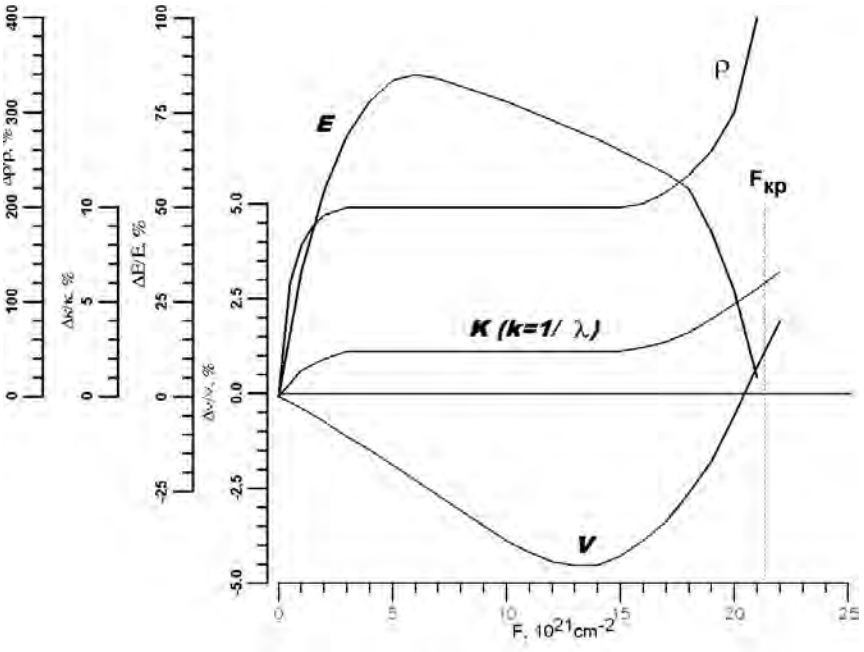


Рис. 2. Определение критического флюенса нейтронов графита ГР-280, облученного при температуре 500 – 600 °С

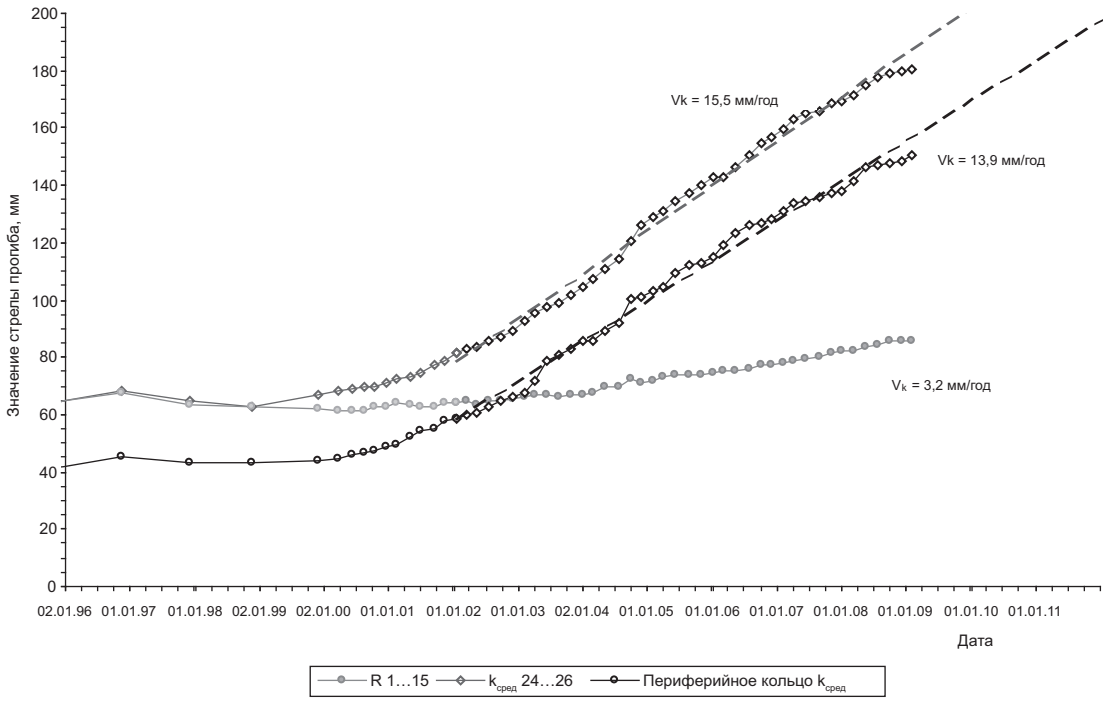


Рис. 3. Средние значения стрелы прогиба графитовых колонн для ячеек характерных групп графитовой кладки (Vk – усредненная скорость искривления в мм/год)

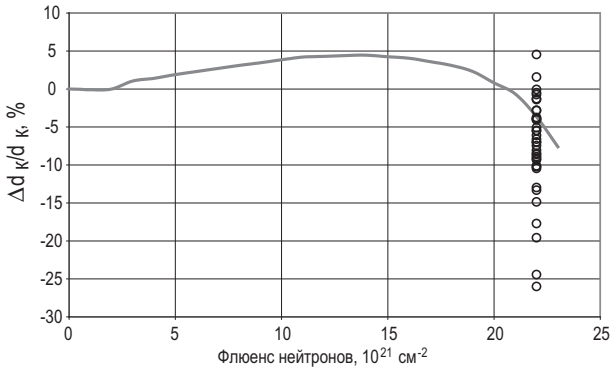


Рис. 4. Относительное изменение плотности графита кернов, взятых из кладки реактора АДЭ-2 в 2004 году, в зависимости от флюенса нейтронов. Сплошная линия – изменение плотности графита ГР-280 при аналогичных условиях облучения

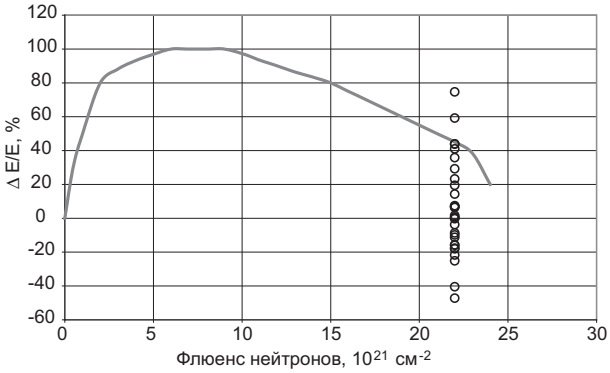


Рис. 5. Относительное изменение величины модуля упругости графита кернов, взятых из кладки реактора АДЭ-2 в 2004 году, в зависимости от флюенса нейтронов. Сплошная линия – изменение модуля упругости графита ГР-280 при аналогичных условиях облучения

фитовых блоков кладки в 2000 году даже при установке дополнительных каналов-натяжителей максимальная стрела прогиба периферийных колонн к 2008 году достигла величины 160–180 мм при средней скорости искривления порядка 15 мм/год. Максимальная скорость искривления ячеек СУЗ за этот период составляла величину 18 мм/год, рисунок 3. В качестве критерия, определяющего работоспособность кладки, была принята средняя величина прогиба периферийного кольца графитовых колонн – 200 мм, а для ячеек СУЗ – 300 мм.

Результаты исследования плотности графита кернов (изменение объемного радиационного формоизменения графита) приведены на рисунке 4.

Из рисунка следует, что для внутренней поверхности части графитовых блоков (керны брались полой фрезой под углом 15 градусов к оси блока со стороны отверстия) графит уже находится в стадии вторичного распухания и «работает», по существу, уже в «закритической» области – плотность стала меньше исходного значения. Тем не менее, графитовые блоки сохраняют свою несущую способность, следов окисления и осыпания графита не наблюдается.

Аналогичные результаты были получены и для прочностных свойств графита, рисунок 5.

Эти результаты также подтверждают, что графит может работать и в «закритической» области (по критерию критического флюенса нейтронов $F_{кр}$), однако скорость деградации его свойств на этой стадии облучения высока, что видно на примере кинетики формоизменения и изменения свойств, рисунок 2.

В конце 1960-х годов нами были начаты широкомасштабные исследования графита марки ГР-280, из которого должны были собираться кладки реакторов РБМК-1000. Первый такой энергоблок был введен в эксплуатацию в декабре 1973 г. на Ленинградской АЭС. Впоследствии в период до февраля 1990 г. были введены

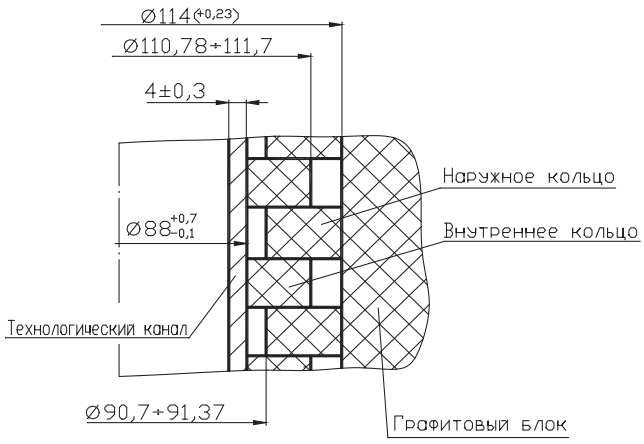


Рис. 6. Фрагмент системы «ТК-кладка»

в эксплуатацию еще три энергоблока на Ленинградской АЭС, четыре энергоблока на Курской АЭС и три энергоблока на Смоленской АЭС.

Отличие кладок этих реакторов по сравнению с промышленными реакторами состояло в том, что графит ГР-280 хотя и производился по аналогичной технологии, как и графит ГР-220 (старое название – Б-15), но в другом типоразмере – сечение блока 280 х 280 мм (размер заготовки), а графит ГР-220 – 220 х 220 мм. Кроме того, отверстие в блоках кладок промышленных реакторов было меньшего размера (66 мм) и смещено относительно оси блока на 10 мм для дополнительной «перевязки» блоков в плоскости кладки, тогда как в блоках кладок реакторов РБМК отверстие в блоке располагалось по центру, и его диаметр составлял 114 мм.

Фрагмент системы «ТК-ГБ» показан на рисунке 6.

Сразу же Курчатовским институтом совместно с НИКИЭТ была разработана и выполнялась программа сопровождения поведения графитовых кладок этих реакторов. Прежде всего, это касалось измерений диаметров отверстий графитовых блоков и ТК, а так же высотной усадки графитовых колон.

Уже первые результаты измерений, проведенные нами на 1-м энергоблоке ЛАЭС после пяти лет эксплуатации реактора, показали, что технологический зазор в системе «графитовый блок – ТК» (газовый зазор), который должен был обеспечивать способность свободного перемещения канала при разогреве кладки реактора, будет исчерпан ранее назначенного срока (30 лет). Было принято решение о ремонте кладки – извлечении ТК и расточке отверстий блоков до размера 113,7 мм, и постановке новых ТК. На первых двух энергоблоках ЛАЭС эту процедуру массовой замены ТК (МЗТК) решено было провести одновременно, а на остальных энергоблоках – поэтапно. Динамика исчерпания газового зазора на этапах до и после реконструкции показана на рисунке 7.

К концу 1960-х годов была создана экспериментальная база для облучения образцов графита в нескольких каналах реактора МР при регулируемой температуре, для чего была создана специальная газо-вакуумная система. Была создана специальная газовая петля для исследования окисления графита в потоке инертного газа, содержащего пары воды для имитации поведения графитовой кладки при наличии протечек из каналов. В этот период уже начались исследования применительно к разработке реактора РБМК, и исследования графита также были ориентированы на эту задачу. В связи с этим директора ИАЭ А.П. Александрова беспокоил вопрос о взаимодействии циркониевого канала и графитовых блоков при «усадке» блока и «распухании» канала вследствие радиационной ползучести. В связи с этим в центр активной зоны реактора МР была установлена модель графитовой ячейки реактора РБМК с циркониевым каналом, загруженным мощ-

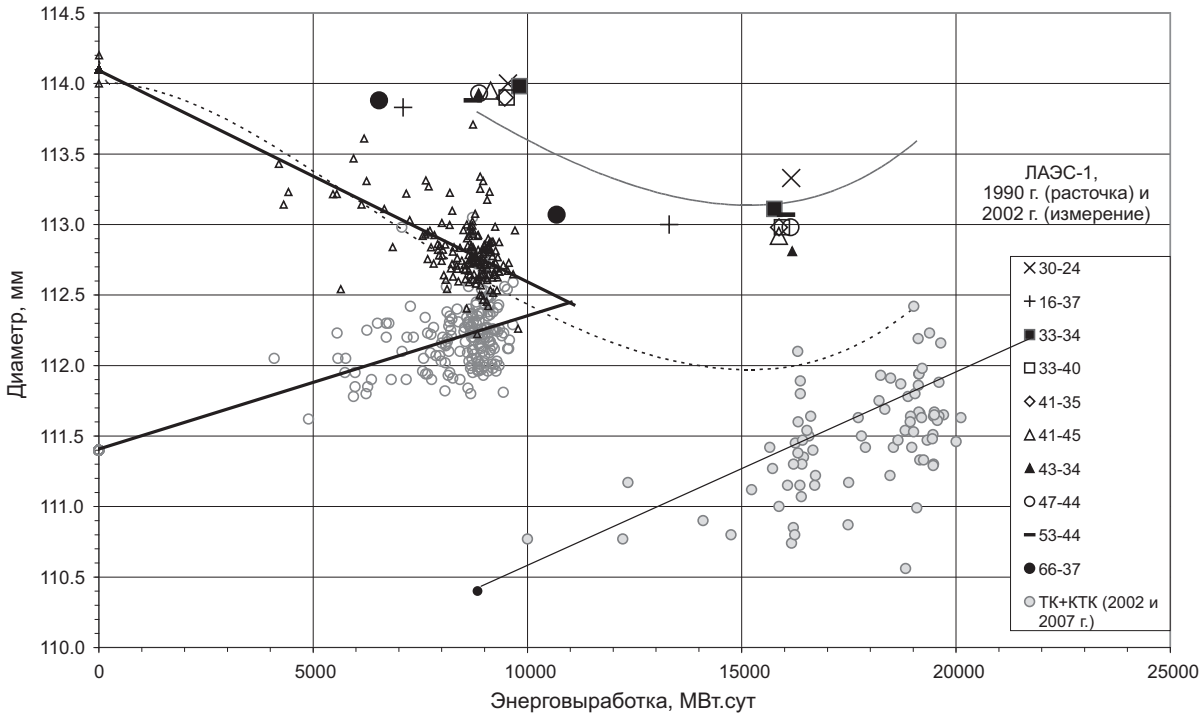


Рис. 7. Схема исчерпания газового зазора на 1-ом энергоблоке ЛАЭС в доремонтный и послеремонтный периоды. Верхняя кривая – расчет

ной ТВС. Модель была спроектирована таким образом, что воспроизводились градиенты температуры и потока нейтронов, типичные для блока РБМК, но при высоком уровне нейтронного потока. Испытания были доведены до контакта канала с блоком и разрушения последнего. Данные этих испытаний позволили позже верифицировать наши расчетные программы.

Исследование радиационной стойкости образцов графита ГР-280 позволило в последующие 10 лет получить новые данные, на основе которых совместно с НИКИЭТ были созданы «Нормы расчета на прочность типовых узлов и деталей из графита уран-графитовых канальных реакторов», действующие до сегодняшнего времени. В процессе получения данных для норм прочности были надежно определены основные свойства графита под действием облучения в диапазоне температур 300–600 °С и доз облучения вплоть до флюенса нейтронов $2{,}4\cdot10^{22}$ см$^{-2}$ ($E_н$ >0,18 МэВ). [6–9].

Кроме того, в процессе всех этих исследований были также разработаны и теоретические основы радиационного поведения графита при больших флюенсах нейтронного облучения, созданы структурные и расчетные модели поведения графита в широком диапазоне температуры облучения. В частности, нами было показано (при исследованиях «псевдомонокристаллов» графита – пирографита), что для менее совершенного материала (низкая температура обработки – более мелкие размеры кристаллитов) скорость его радиационного формоизменения при температуре более 500 °С выше, чем

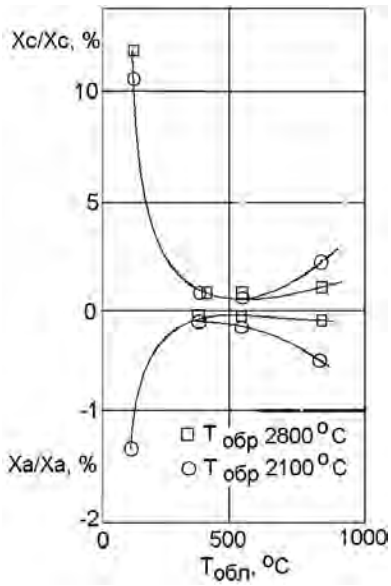


Рис. 8. Относительное формоизменение образцов пирографита с различной термообработкой в зависимости от температуры облучения

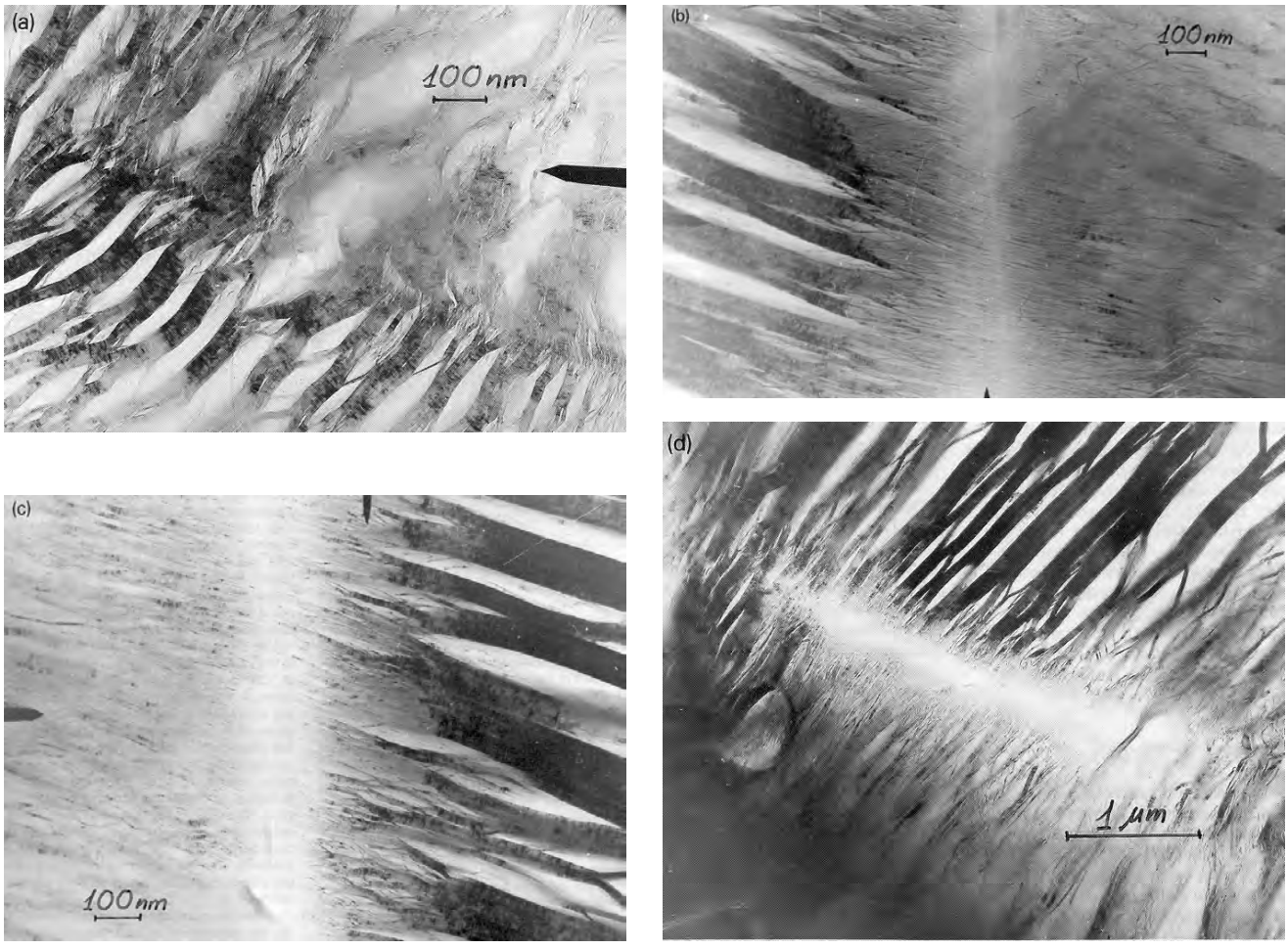


Рис. 9. Кинетика деградации графита ГР-280 под действием облучения

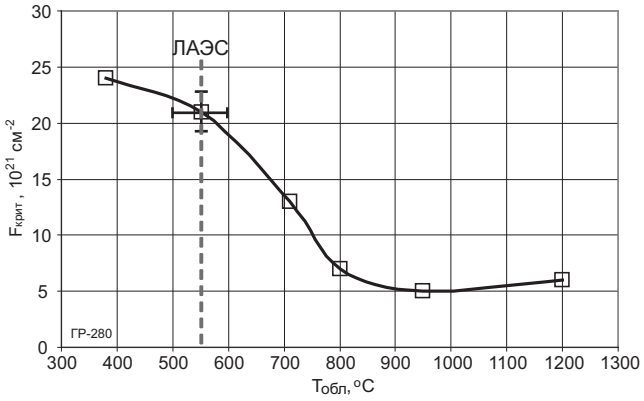


Рис. 10. Температурная зависимость величины критического флюенса нейтронов

у более совершенного материала. Причем эта разница тем заметнее, чем выше температура облучения. При этом наименьшая скорость радиационного формоизменения для материала любого совершенства структуры наблюдается при температуре облучения 500–600 °С [7, 8], рисунок 8.

В этот период были проведены уникальные электронно- микроскопические исследования реакторного графита, наглядно показавшие этапы межкристаллитного растрескивания в графите, вызывающего деградацию материала, рисунок 9.

Эти исследования позволили сформулировать направление разработки графита радиационно стойкого при высокой температуре облучения. Исследования радиационного повреждения графита при высокой температуре облучения показали, что переход к стадии «вторичного» распухания после достижения максимума усадки при повышении температуры смещается в сторону меньшего флюенса нейтронов, соответственно, уменьшается и критический флюенс (рисунок 10), [10, 11].

В начале 2000-х годов встал вопрос о продлении срока службы реакторов РБМК-1000 сверх назначенного срока (30 лет) до 40–45 лет – максимальный флюенс нейтронов на графитовые блоки должен был достигать величины порядка $3\cdot10^{22}$ н/см^2. И полученных к тому времени данных уже было недостаточно.

К этому моменту в НИКИЭТ совместно с НИЦ «КИ» была разработана методика по оценке остаточного ресурса графитовой кладки реакторов РБМК-1000. В ней был прописан сам механизм старения графита и выработаны критерии безопасного состояния кладки.

Основные критерии сводились к следующему:

- исчерпание технологического (газового) зазора – отсутствие силового взаимодействия между трубой ТК и графитовым блоком;
- деградация графита как конструкционного материала – не превышение флюенса повреждающих нейтронов величины (Fкр) – сохранение прочностных свойств графита;
- целостность графитовых блоков (наличие отсутствие) сквозных продольных трещин и, как следствие, изгиб графитовых колонн;
- вертикальная усадка колонн – обеспечение работоспособности узла ТСТ.

Однако, как уже отмечалось выше, имеющихся к тому времени данных по изменению свойств графита при очень больших флюенсах нейтронов (близких к критическому) не было, и нам пришлось разрабатывать методику оценки величины $F_{кр}$ для конкретных условий эксплуатации каждого энергоблока. Это удалось сделать благодаря программе периодического взятия кернов (образцов графита) из всех кладок реакторов РБМК-1000 и исследованию их свойств.

Уже первое рассмотрение возможности продления срока службы 1-го энергоблока ЛАЭС показало, что критический флюенс нейтронов при температуре эксплуатации кладки 500–600 °С ($2\cdot10^{22}$ см$^{-2}$) позволяет продлить срок службы кладки максимум до 35 лет. Вместе с тем, исследования кернов, отобранных из кладки реактора ЛАЭС-1, показали, что при достигнутом после 29 лет эксплуатации флюенсе $1{,}8\cdot10^{22}$ см$^{-2}$ пока еще нет даже тенденции к уменьшению плотности (рисунок 6). Подобный результат был получен при измерении прочности и электросопротивления графита (рисунки 7 и 8).

То есть кинетика изменения свойств графита, облученного в составе графитовой кладки РБМК, отличается от таковой при облучении в исследовательском реакторе МР, данные испытаний в котором вошли в «Нормы расчета на прочность». Наиболее вероятной причиной этого различия является влияние напряженно-деформированного состояния (НДС), развивающегося в графитовом блоке, и связанные с ним деформации ползучести. Однако рассматривают и различие в спектрах быстрых нейтронов, что подтверждается теоретическими расчетами, и различие в соотношении потока нейтронов и гамма- излучения.

Суть методики состояла в том, чтобы определить точку (флюенс) на шкале радиационного формоизменения максимальной усадки графита и пересчитать его на величину Fкр через коэффициент 1,55. Эта величина (определяющая соотношение между флюенсом максимума усадки графита и $F_{кр}$) определена на основе статистической обработки большого массива данных по поведению графита под облучением и является инвариантной для широкого диапазона условий облучения и марок графита. Это можно сделать, измеряя изменение плотности графита кернов, поскольку в условиях отсутствия окисления ее изменение обратно пропорционально объемному формоизменению графита. Результаты измерения плотности и свойств графита для 1-го энергоблока ЛАЭС приведены на рисунках 11–13.

Из рисунка 11 следует, что флюенс максимальной усадки графита для условий эксплуатации 1-го энергоблока ЛАЭС равняется примерно (18–19) 10^{21} н/см^2 и, значит, величина Fкр должна быть для графита этого энергоблока порядка (28–29) 10^{21} н/см^2, что существенно больше величины, которая следует из норм (21±2) 10^{21} н/см^2. Из рисунков также следует, что и прочностные свойства графита кернов (модуль упругости) также продолжают возрастать.

Таким образом, разработанные методики позволили достаточно надежно спрогнозировать ресурс работы реактора по этому критерию на 44–45 лет эксплуатации.

В процессе работы нами были также разработаны методики и конечноэлементные коды расчета напряженно-деформированного состояния графитовых блоков кладки, что позволило спрогнозировать остаточный ресурс кладки и по критерию растрескивания графитовых блоков и искривлению графитовых колонн. Результаты расчетов приведены на рисунке 14.

Из оценки, проведенной в 2009 году (рис. 14), следовало, что уже к 2014 году может быть достигнута критическая стрела прогиба колонн, определяемая главным конструктором. При проведении планово-предупре-

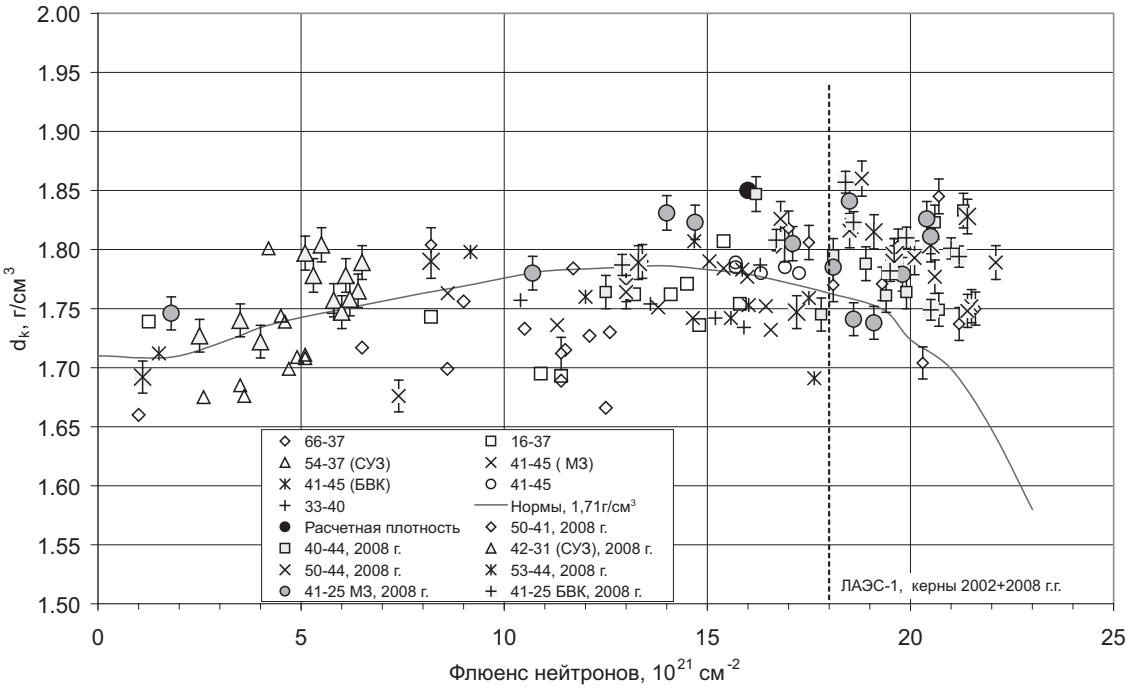


Рис. 11. Изменение объемной плотности графита кернов, вырезанных из кладки 1-го блока ЛАЭС. Сплошная линия – данные из «Норм...»

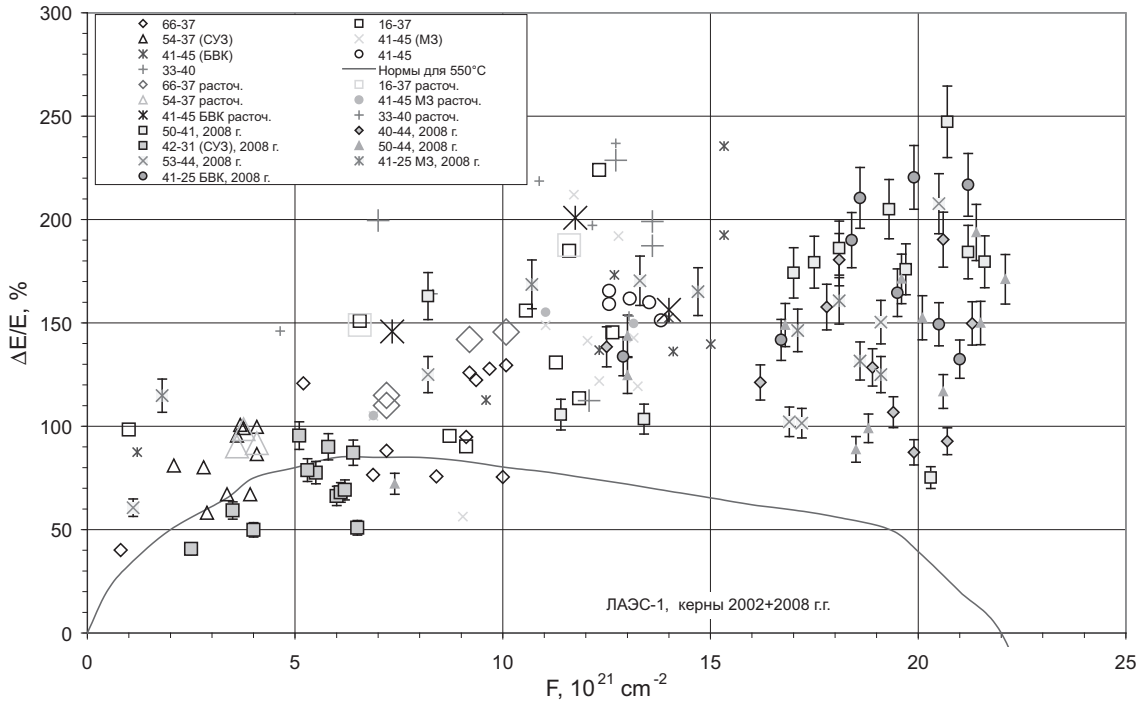


Рис. 12. Относительное изменение динамического модуля упругости графита кернов, отобранных из кладки 1-го энергоблока ЛАЭС. Сплошная линия – данные из «Норм...»

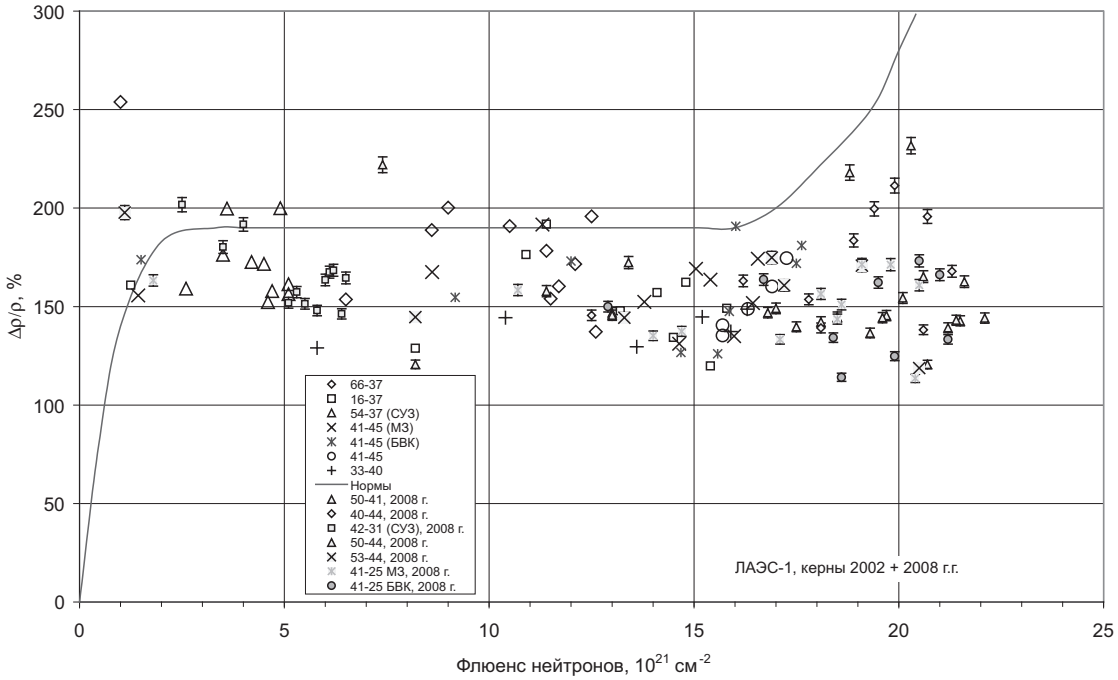


Рис. 13. Относительное изменение удельного электросопротивления графита кернов, отобранных из кладки 1-го энергоблока ЛАЭС. Сплошная линия – данные из «Норм....»

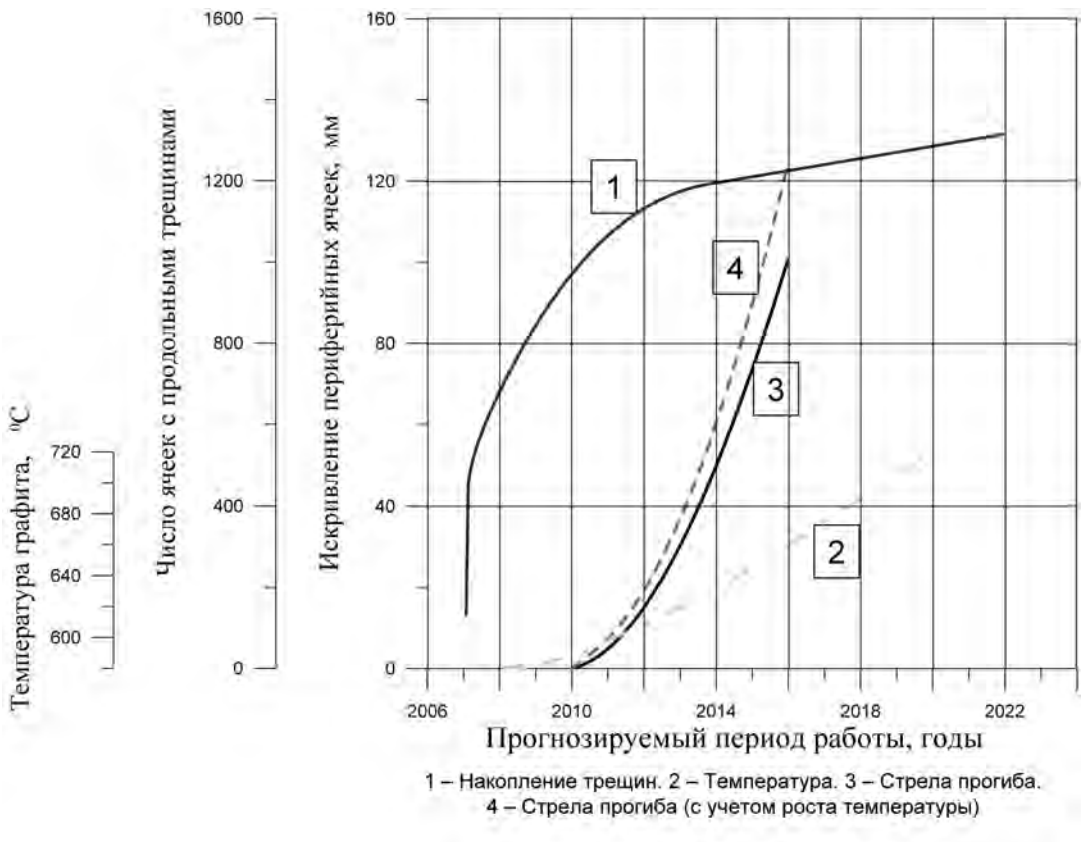


Рис. 14. Оценка состояния кладки реактора 1-го энергоблока ЛАЭС по критерию искривления графитовых колонн

дительного ремонта в 2011 году на энергоблоке № 1 ЛАЭС были получены данные по достижению значительной стрелы прогиба колонн для графитовых ячеек в определенных радиусах активной зоны. В 2012 году будут проведены повторные измерения, результаты которых лягут в основу работы по уточнению модели поведения графитовой кладки, и на этой основе будет принято решение об оптимальных параметрах эксплуатации реакторов РБМК-1000.

Учитывая рекомендации Курчатовского института, Концерном «Росэнергоатом» было принято решение о снижении мощности энергоблока № 1 ЛАЭС до 80 % от номинала и проведении повторных измерений кривизны ячеек при остановке реактора в мае 2012 г.

ИТОГИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС С РБМК В 2010–2012 гг. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОГО ЭТАПА ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРОВ РБМК

Драгунов Ю.Г., Петров А.А.
ОАО «НИКИЭТ»
Бурлаков Е.В.
НИЦ «Курчатовский институт»

Основные показатели по АЭС с РБМК за 2011 год:

- энерговыработка – 77 664,5 млн кВт·ч (45% общей выработки АЭС);
- коэффициент использования установленной мощности – 80,32%;
- коэффициент эксплуатационной готовности – 81,03%;
- количество нарушений – 11;
- количество остановов со срабатыванием аварийной защиты – 6.

В этот период проводились работы по завершению модернизации спецсистем на энергоблоке № 1 Смоленской АЭС, расширенное обследование графитовой кладки и внутренних узлов реактора энергоблока № 1 Ленинградской АЭС.

Основные работы, выполняемые на АЭС с РБМК в 2010–2012 годах

1. Модернизация и продление срока эксплуатации
2. Внедрение комплекса управляющих систем
3. Внедрение уран-эрбиевого топлива обогащением 2,8%
4. Внедрение кластерных регулирующих органов
5. Совершенствование топлива
6. Повышение ядерной безопасности и улучшение нейтронно-физических характеристик
7. Работы по увеличению устойчивости к экстремальным внешним воздействиям

1. Работы по модернизации и продлению срока эксплуатации (ПСЭ)

- для энергоблока № 1 Смоленской АЭС
  - выполнена полномасштабная модернизация с заменой систем управления и защиты и управляющих систем безопасности;
  - проведена подготовка к ПСЭ;
  - разработан отчёт по углублённой оценке безопасности;
- для энергоблока № 4 Ленинградской АЭС
  - получена лицензия Ростехнадзора на ПСЭ.

Таким образом, процедуру ПСЭ прошли 6 из 11 энергоблоков с реакторами РБМК.

2. Внедрение комплекса управляющих систем (КУС)

КУС энергоблока включает:

- комплексную систему контроля, управления и защиты (КСКУЗ);
- управляющие системы безопасности для технологических систем;
- компьютерные системы с комплексами вывода информации;
- блочный и резервный пульты управления;
- системы бесперебойного электроснабжения;
- информационно-вычислительная система «Скала-микро».

В 2010 году КУС внедрены на энергоблоке № 4 Ленинградской АЭС, в 2011 году – на энергоблоке № 1 Смоленской АЭС.

На энергоблоке № 1 Смоленской АЭС впервые внедрена КСКУЗ с двумя микропроцессорными комплектами аппаратуры, с новыми алгоритмами контроля скорости изменения нейтронной мощности. Кроме того, Смоленская АЭС укомплектована вновь разработанным стендом проверки системы КСКУЗ.

3. Внедрение уран-эрбиевого топлива 2,8% обогащения

Внедрение уран-эрбиевого топлива 2,8% обогащения на энергоблоках РБМК-1000 и основные результаты совершенствования топливной загрузки приведены в таблице 1.

Таким образом, переход на топливо обогащением 2,8% практически завершён.

4. Внедрение кластерных регулирующих органов (КРО)

Параллельно с внедрением топлива обогащением 2,8% производилась замена исполнительных механизмов системы управления и защиты (СУЗ) в функциональных группах ручного (1311 шт.) и автоматического (204 шт.) регулирования мощности.

Полностью переведены на КРО 6 реакторов следующих энергоблоков:

- № 2 и № 3 Ленинградской АЭС;
- № 2 и № 4 Курской АЭС;
- № 1 и № 3 Смоленской АЭС.

Осталось установить менее 20 КРО на энергоблоки:

- № 1 Ленинградской АЭС;
- № 3 Курской АЭС;
- № 2 Смоленской АЭС.

На энергоблоки № 1 Курской АЭС и № 4 Ленинградской АЭС требуется установить 63 и 54 КРО соответственно.

Суммарная наработка КРО в 2001-1012 годах – около 7 000 стержней-лет. При соблюдении технологии монтажа и требований эксплуатационных инструкций стержни КРО показывают устойчивую и надёжную работу.

Таблица 1

АЭС-энергоблок	Начало загрузки ТВС 2,6%/ ТВС 2,8%	Число ТВС 2,8% в активной зоне, шт.	Доля ТВС 2,8% в загрузке, %	Число ДП в активной зоне*, шт.	Паровой коэффициент реактивности, $\beta_{эф}$	Средняя энерговыработка топлива, МВт·сут/ТВС	Рост средней энерговыработки**, %
ЛАЭС-1	04.97/11.05	1587	94	(35)	0,50	1694	28
ЛАЭС-2	04.97/01.01	1445	85	(32)	0,49	1748	31
ЛАЭС-3	10.98/03.04	1542	93	(39)	0,50	1717	30
ЛАЭС-4	04.97/10.05	1523	92	(40)	0,40	1689	34
КуАЭС-1	07.99/01.07	1483	88	25	0,55	1666	34
КуАЭС-2	06.00/04.07	1452	86	27	0,64	1663	44
КуАЭС-3	06.00/01.05	1618	97	21	0,54	1676	33
КуАЭС-4	06.99/01.05	1613	97	21	0,41	1672	38
САЭС-1	11.99/02.05	1638	99	12	0,48	1711	36
САЭС-2	11.99/09.05	1637	99	10	0,69	1709	33
САЭС-3	06.99/02.05	1632	98	25	0,47	1610	28
Итого:		17 170		287(146)			

* В скобках указано число кобальтовых ДП.
** С начала загрузки ТВС 2,6%.

5. Работы по совершенствованию топлива

- Закончены реакторные испытания партии ТВС с центральным закреплением твэлов.
- Продолжаются реакторные испытания партии ТВС с антидебризным хвостовиком-фильтром.
- Загружена в реактор партия ТВС с профилированным по высоте топливом со средним обогащением 3%.

Объединение в одной ТВС всех трёх модификаций в одной ТВС-ПФЦ (рисунок 1) позволит:

- увеличить ресурс до 3940 МВт·сут/ТВС;
- довести надёжность до величины $(1\text{-}2)\cdot10^{-5}$ отказов твэлов в год на энергоблок;
- увеличить назначенный срок службы до 10 лет.

Для ТВС обогащением 2,8% проектный ресурс сегодня 3380 МВт·сут/ТВС.

6. Повышение ядерной безопасности и улучшение нейтронно-физических характеристик

При модернизации активных зон реакторов РБМК повышение ядерной безопасности достигнуто за счёт:

- внедрения КСКУЗ с двумя независимыми системами останова (АЗ, БСМ);
- снижения положительного эффекта реактивности при обезвоживании контура охлаждения СУЗ за счёт установки КРО с 2 $\beta_{эф}$ до величины менее 1 $\beta_{эф}$;

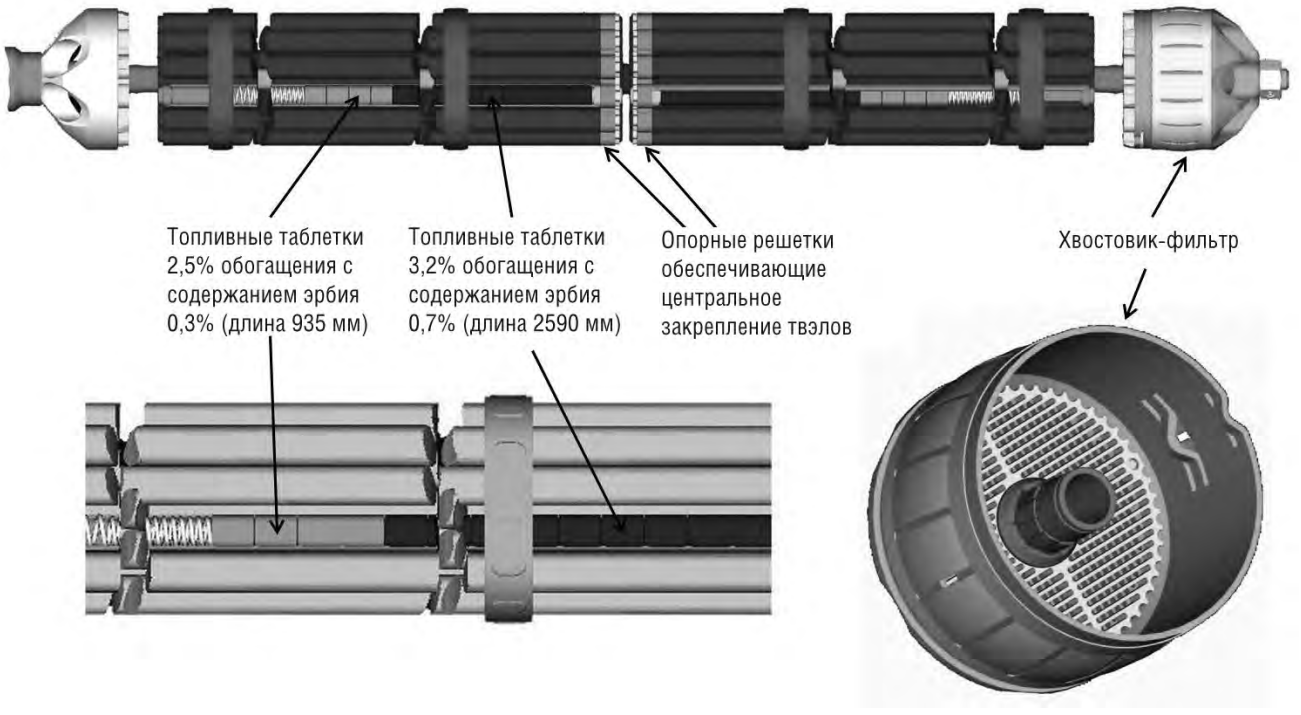


Рис. 1. ТВС-ПФЦ РБМК-1000

- снижения парового эффекта реактивности до величины (0,3-0,8) $\beta_{эф}$.

В результате модернизации реактор обладает свойствами внутренней самозащищённости, которые обеспечиваются исключением положительных эффектов реактивности, превышающих эффективную долю запаздывающих нейтронов, и отрицательными обратными связями по мощности и температуре топлива.

Реактор имеет эффективные и быстродействующие системы остановки:

- АЗ – отрицательная реактивность -1 β вводится за 1,3 секунды, максимальная подкритичность достигается через 2 секунды;
- БСМ – отрицательная реактивность -1 β вводится за 1,2 секунды.

В режиме АЗ+БСМ отрицательная реактивность -1 β вводится за 0,9 секунды.

7. Работы по увеличению устойчивости к экстремальным внешним воздействиям (учёт уроков аварии на АЭС «Фукусима-1»)

Специалисты ОАО «НИКИЭТ», НИЦ «Курчатовский институт, Генеральных проектировщиков АЭС с РБМК и ОАО «Концерн Росэнергоатом» в 2011-2012 годах выполняли следующие работы:

- проведение «стресс-тестов» на АЭС, выпуск отчётов, рассмотрение отчётов в Ростехнадзоре;
- подготовка данных для «Аналитического отчёта по рассмотрению сценариев воздействия аномальных внешних событий на АЭС России»;
- выпуск «Технических требований к разработке технических мероприятий по повышению устойчивости действующих АЭС с РБМК в условиях запроектных аварий»;
- согласование технических заданий на дополнительные проектные решения по повышению устойчивости энергоблоков в условиях запроектных аварий для реализации возможности организации охлаждения реакторов с помощью мобильных средств при запроектных авариях с длительным обесточиванием АЭС;
- анализ запроектных аварий с целью разработки рекомендаций эксплуатационному персоналу по минимизации их последствий.

Основные факторы, ограничивающие ресурс реактора на заключительном этапе эксплуатации

1. Растрескивание графитовых блоков, искривление ТК и каналов СУЗ

2. Осевая усадка колонн графитовой кладки и уменьшение величины зацепления в телескопическом соединении «Тракт ТК – графитовая колонна»

3. Диаметральная и продольная ползучесть трубы ТК и изменение свойств циркониевого сплава трубы ТК

Указанные факторы при их развитии могут влиять на надёжность эксплуатации реакторов.

1. Растрескивание графитовых блоков и искривление ТК и каналов СУЗ

Эксплуатационный контроль внутриреакторных узлов и графитовой кладки (ГК) реактора энергоблока № 1 Ленинградской АЭС в 2011 году был выполнен в объёмах, указанных в таблице 2.

Анализ результатов эксплуатационного контроля графитовых колонн показал:

- искривление ГК является следствием растрескивания графитовых блоков;

Таблица 2

№ п/п	Объект контроля	Контролируемый параметр	Окончательный объём контроля
1	Технологический канал	Стрела прогиба	518
2	Канал СУЗ	Стрела прогиба	20
3	Графитовая кладка	Внутренний диаметр колонны	12
		Ориентация, протяжённость и раскрытие трещин графитовых блоков	17

- появление трещин связано с переходом графита в стадию вторичного распухания;
- трещины образуются в ячейках с энергонаработкой более 18 500 МВт·сут;
- наибольшее количество треснувших блоков располагается в центральной (по высоте) части колонны;
- раскрытие трещин составляет в среднем от 1 до 5 мм;
- в основном графитовые блоки имеют одну трещину (максимум – две);
- фрагментации и потери несущей способности графитовых блоков не обнаружено.

Динамика нарастания количества треснувших блоков и ячеек с треснувшими блоками показана в таблице 3.

Таблица 3

Параметр	2008	2010	2011
ТВ-осмотр графита после извлечения ТК, ячеек	64	71	22
Обнаружено ячеек с трещинами блоков, шт.	32 (50%)	45 (63%)	19 (90%)
Всего треснувших блоков, шт.	75 из 896 8%	164 из 994 16%	93 из 280 33%

Поскольку в нескольких измеренных ячейках кривизна каналов превысила обоснованное в проекте значение 50 мм, была выполнена дополнительная программа экспериментальных и расчётных исследований для решения следующих задач:

- оценка состояния реакторной установки;
- анализ работоспособности внутризонных устройств в условиях формоизменения ГК;
- прочностное обоснование элементов активной зоны при эксплуатации в условиях формоизменения ГК;
- анализ возможности изменения условий протекания аварийных ситуаций, связанных с деформациями элементов активной зоны.

Основные результаты выполнения программы приведены в таблице 4.

2. Осевая усадка колонн графитовой кладки и уменьшение величины зацепления в телескопическом соединении «Тракт ТК – графитовая колонна» (ТСТ)

Восстановление ТСТ ранее проводилось двумя методами:

- методом развальцовки верхнего тракта, вваренного в металлоконструкцию схемы «Е» на этапе массовой замены ТК. Эта технология реализована на реакторах энергоблоков № 1 и № 2 Ленинградской АЭС;
- методом установки сегментных вкладышей (компенсаторов) высотой 70 мм под верхние защитные пли-

Таблица 4

№ п/п	Раздел программы	Основные результаты	Выводы
1	Состояние реакторной установки	1.1 Основной причиной искривления ГК является процесс продольного растрескивания графитовых блоков из-за радиационно-термических напряжений и последующего раскрытия (до 5 мм) сквозных трещин.	Требуется прогнозировать и отслеживать при усиленном эксплуатационном контроле процесс нарастания деформаций ГК.
		1.2 Максимальная стрела прогиба ТК – 53 мм, каналов СУЗ – 43 мм.	
		1.3 Небольшие изменения взаимного положения внутризонных устройств не оказывают заметного влияния на нейтронно-физические характеристики.	Необходимо провести адаптацию НФХ под условия предельных деформаций внутриреакторных устройств и ТВС.
		1.4 Возможно увеличение максимальной температуры графитовых блоков в случае возникновения продольных трещин до 220°С.	Необходимо учитывать при расчёте температуры ГК на заключительном этапе эксплуатации.
2	Анализ работоспособности внутриреакторных устройств	2.1 Искривление ТК до 100 мм не оказывает влияния на загрузку-выгрузку ТВС.	Необходимо определить критерии искривления для начала «затирания» ТВС при перезагрузках.
		2.2 Искривление твэлов до стрелы прогиба 100 мм не приводит к нарушению целостности топливных столбов и разрушению таблеток.	Требуется определить величину искривления, которая влияет на целостность топлива.
		2.3 Критическая мощность канала определяется его геометрией вверху активной зоны, которая вплоть до стрелы прогиба 100 мм практически не изменяется. Оснований для изменения пределов безопасной эксплуатации по запасу до кризиса теплообмена пока нет.	Требуется расчётное обоснование и экспериментальное подтверждение минимального зазора между твэл и стенкой канала при искривлении ТК.
		2.4 Допустимые стрелы прогиба каналов СУЗ для КРО и остальных исполнительных механизмов будут не менее 100 мм.	Требуется определить критический прогиб, при котором необходимо изменение конструкции ИМ СУЗ.
		2.5 Температура графита ячейки СУЗ с КРО при деформации кладки максимально увеличивается на 30°С.	Необходимо учитывать при анализе аварий с обезвоживанием КО СУЗ.
3	Прочностное обоснование внутриреакторных узлов и ГК при эксплуатации в условиях деформации ГК	3.1 Прочность циркониевой части ТК, каналов СУЗ и гильзы КРО при прогибе каналов до 110 мм при всех условиях эксплуатации и их нарушении удовлетворяет требованиям норм расчёта на прочность. 3.2 В случае сейсмического воздействия 7 баллов по шкале MSK-64 нарушения целостности труб каналов и дополнительной фрагментации графитовых блоков не ожидается.	Необходимо определить критические стрелы прогибов ТК при рассмотрении аварийных ситуаций по п. 3.2 и прочность при нормальных условиях эксплуатации и их нарушении.
4	Анализ протекания аварийных ситуаций, связанных с деформацией элементов активной зоны	Режимы с обезвоживанием КО СУЗ при остановке насосов будут аналогичны режимам при отсутствии формоизменения ГК при поддержании температуры ГК в регламентных значениях. Другие аварийные ситуации, затронутые в п. 1.3, 2.3, 2.5, 3.2 также протекают без значительных отличий при стреле прогиба до 100 мм.	
			В качестве обоснованной величины допустимого прогиба каналов ТК и СУЗ на 2011-2012 г. с учётом прогноза скорости нарастания деформаций принята величина 100 мм.

ты. Этот метод применим для любых энергоблоков, в том числе для ячеек энергоблоков № 1 и № 2 Ленинградской АЭС с дефектной вальцовкой (рисунок 2, справа).

И установка компенсаторов, и восстановление развальцовки означает повторную замену ТК, что связано со значительными дозозатратами и экономическими потерями (стоимость новых ТК, утилизация и хранение старых).

В 2011 году на энергоблоке № 1 Ленинградской АЭС была внедрена альтернативная технология восстановления ТСТ без замены ТК с использованием робототехнического комплекса (рисунок 3). В реакторе было установлено 209 хомутов-удлинителей (рисунок 4). В настоящее время они находятся в опытно-промышленной эксплуатации. После завершения опытно-промышленной эксплуатации планируется распространение



Рис. 2. Восстановление ТСТ

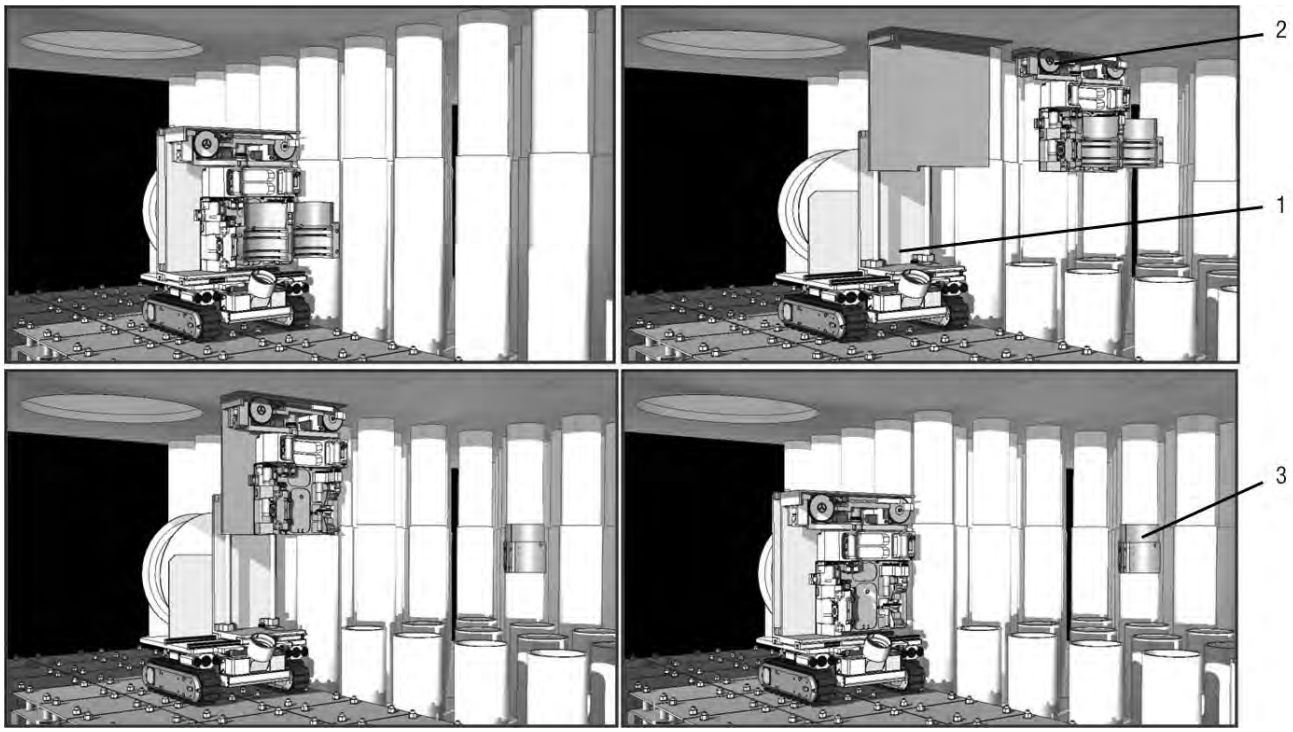


Рис. 3. Альтернативная технология восстановления ТСТ.
1 – робот-доставщик; 2 – робот-установщик; 3 – хомут-удлинитель

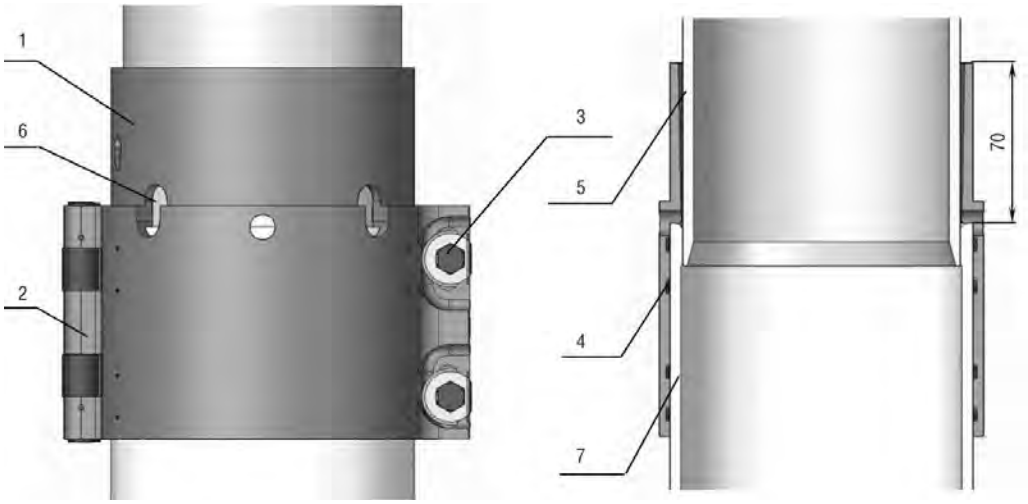


Рис. 4. Хомут-удлинитель.
1 – хомут-удлинитель; 2 – осевой шарнир; 3 – винтовое соединение; 4 – фиксирующий элемент; 5 – труба тракта; 6 – окна с контрольными рисками; 7 – труба фланца

Таблица 5

№ п/п	Причина изменения	Чем опасно	Способ устранения или компенсации
1	Диаметральная ползучесть ТК, увеличение внутреннего диаметра ТК	Снижение запасов до кризиса теплообмена ТВС и увеличение вибрации	Определение предельного, с точки зрения допустимой вибрации и достаточного теплосъема, увеличения внутреннего диаметра. При превышении – замена ТК.
2	Осевая ползучесть, удлинение ТК	Исчерпание хода нижнего сильфонного компенсатора, возможное утыкание и изгиб ТК	Замена сильфона на новый или восстановление его хода поджатием.
3	Изменение свойств циркониевого сплава трубы ТК при длительном облучении в реакторе (упрочнение и охрупчивание, коррозия, наводороживание)	Повышение вероятности потери целостности ТК	Контроль динамики изменения свойств циркониевого сплава по результатам послереакторных исследований. Расчётное определение предельных характеристик. Своевременная замена ТК.

этой технологии на другие энергоблоки с реакторами РБМК-1000.

Сейчас поводится модернизация робототехнического комплекса под условия энергоблока № 2 Ленинградской АЭС. Намечено с его помощью восстановить ТСТ во время ППР-2012.

3. Диаметральная и продольная ползучесть трубы ТК и изменение свойств циркониевого сплава трубы ТК

Влияние изменения геометрических размеров ТК и свойств циркониевого сплава ТК на условия эксплуатации ТВС и ТК показано в таблице 5.

С учётом того, что деформации ГК, циркониевых частей ТК и каналов СУЗ будут нарастать, необходимо выполнить комплекс исследований (программу управления старением) для определения предельных параметров безопасной эксплуатации узлов реактора, разработки и внедрения технических мероприятий, позволяющих замедлить темп нарастания деформаций и рационально использовать оставшийся ресурс действующих энергоблоков до ввода замещающих мощностей.

Основные направления программы управления старением элементов реакторной установки РБМК

- Моделирование и прогнозирование процессов формоизменения ГК.
- Расчётно-экспериментальные исследования работоспособности регулирующих органов СУЗ и ТВС, процессов теплообмена.
- Прочностные обоснования элементов АЗ и ограждающих конструкций.
- Анализ развития аварийных ситуаций в условиях формоизменения ГК.
- Исследование влияния процессов формоизменения на нейтронно-физические характеристики АЗ.
- Обоснование пределов и условий безопасной эксплуатации.
- Разработка компенсирующих мероприятий (модернизация конструкций реакторной установки, ТВС, ИМ СУЗ, разработка технологий восстановительного ремонта, оптимизация режимов эксплуатации реакторов, корректировка регламентной документации).
- Совершенствование контроля и мониторинга состояния элементов активной зоны.

ЭНЕРГОБЛОКИ СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ НА ОСНОВЕ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК ВБЭР-500

Петрунин В.В.
ОАО «ОКБМ Африкантов»

Одной из актуальных задач развития атомной энергетики является создание конкурентоспособного типового ядерного энергоблока мощностью 500–600 МВт, в т.ч. обладающего потенциалом внедрения в международный рынок ядерных технологий.

Учитывая, что уменьшение единичной мощности энергоблока сопровождается, как правило, ростом удельных капитальных затрат, в проекте такого энергоблока должны быть реализованы компенсирующие факторы, которые обеспечили бы его экономическую привлекательность.

Опыт ОАО «ОКБМ Африкантов» по разработке реакторных установок и энергоблоков малой и средней мощности и комплексные исследования их экономичности показали, что наиболее перспективным направлением повышения экономических показателей является реализация инновационных решений в рамках освоенных реакторных технологий.

ОАО «ОКБМ Африкантов» в кооперации с ОАО «НИАЭП» и НИЦ «Курчатовский институт» разрабатывает проекты реакторных установок ВБЭР блочного типа и энергоблоков на их основе, концепция которых основана на сочетании технологий и опыта создания и эксплуатации судовых ядерных энергетических установок (ЯЭУ) с отработанными в гражданской атомной энергетике решениями по активной зоне и топливному циклу.

Присущая судовым паропроизводящим установкам компактность открывает возможности для существенного сокращения строительных объемов и капитальной стоимости сооружения в условиях стационарной энергетики. Необходимо отметить, что все транспортные реакторы разрабатывались с возможностью серийного производства путем широкой унификации оборудования, агрегатов и блоков, входящих в состав энергетической установки корабля или судна.

В настоящее время ОАО «ОКБМ Африкантов» разрабатывает 4-петлевую реакторную установку блочного типа – ВБЭР-500 ($N_э$ = 500 МВт) на основе петли теплообмена мощностью ~ 355 МВт (~ 125 МВт э) для применения в составе энергоблока средней мощности.

Принципиальным требованием разработки является соответствие оборудования существующим технологическим возможностям заводов-изготовителей и обеспечение референтности конструктивных решений ВБЭР.

При разработке ВБЭР-500 рассматриваются и анализируются современные тенденции, реализуемые в отечественных и зарубежных проектах PWR (ВВЭР-ТОИ, APR-1400, AP-1000 и др.) в части повышения конкурентоспособности и экономической эффективности.

За основу принята компактная блочная конструкция паропроизводящей установки (ППУ), отработанная и проверенная в эксплуатации на атомных ледоколах.

Блочное исполнение РУ ВБЭР характеризуется отсутствием трубопроводов главного циркуляционного контура и, соответственно, класса аварий «больших» (DN800) и «средних» (DN100-DN300) течей. При этом все корпуса основного оборудования реакторной установки: реактора, парогенераторов, главных циркуляционных насосов свариваются между собой, образуя единый интегрированный корпус реакторного блока. Циркуляция теплоносителя первого контура по соединительным патрубкам основного тракта осуществляется по схеме «труба в трубе».

В состав интегрированного корпуса реакторного блока ВБЭР-500 входят корпус реактора и четыре двухкорпусных блока «парогенератор – ГЦН».

Размещение на корпусе реактора четырех главных патрубков позволило максимально увеличить внутренний диаметр патрубков с соответствующим снижением гидравлического сопротивления первого контура и, соответственно, увеличением расхода теплоносителя через активную зону.

Для обеспечения максимальной мощности петли теплообмена в ВБЭР-500 реализованы следующие решения:

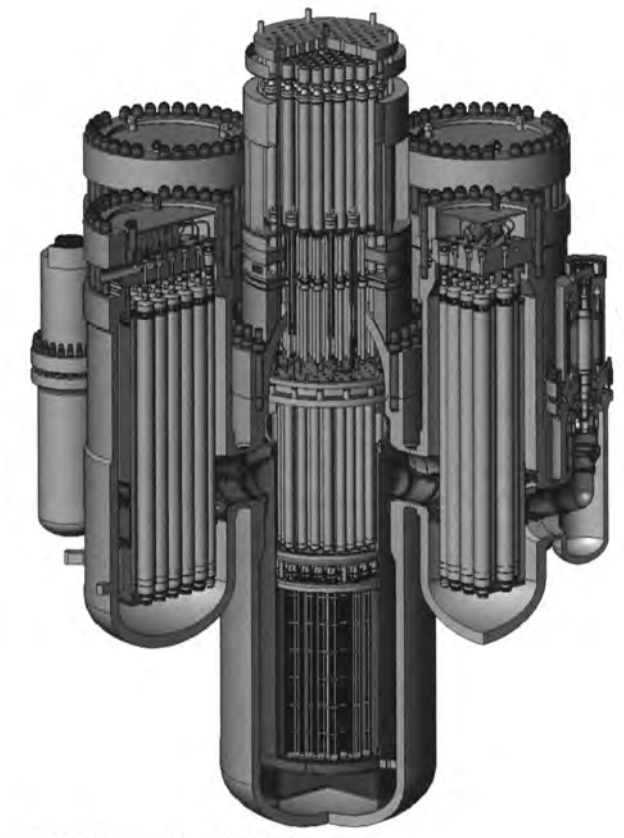
- минимизировано гидравлическое сопротивление парогенератора по первому контуру путем увеличения расстояния между змеевиками;
- в трубной системе парогенератора применен хромоникелевый сплав 42ХНМ, обладающий более высокими механическим свойствами и более высоким коэффициентом теплопроводности по сравнению с титановым сплавом;
- применен герметичный ГЦН максимальной мощности – 1400 кВт.

Активная зона состоит из 121 ТВСА усовершенствованной конструкции, разработанной в ОАО «ОКБМ Африкантов» для реакторов ВВЭР-1000 и успешно эксплуатирующейся на энергоблоках России, Украины и Болгарии.

Контур первичного теплоносителя РУ ВБЭР-500 выполнен в герметичном, традиционном для реакторных установок судов и кораблей исполнении – с применением сварных соединений, герметичных бессальниковых насосов и герметичной сильфонной арматуры. При этом используется замкнутая система очистки теплоносителя первого контура с исключением водообмена для изменения концентрации бора при изменении мощности. Данное решение позволяет практически исключить выход радиоактивной среды за пределы реакторной установки.

В реакторной установке применяется компактный и эффективный прямоточный модульный змеевиковый парогенератор. Конструкция парогенератора обеспечивает повышенную надежность и высокий уровень ремонтопригодности. Оцененное значение дозозатрат на обслуживание и ремонт ПГ для ВБЭР в ~ 2,5 раза ниже дозозатрат для парогенераторов ВВЭР-1000.

Для обеспечения циркуляции в реакторном блоке и системе очистки первого контура применены бессальниковые насосы с герметичным электродвигателем на основе серийно изготавливаемых насосов судовых ядерных паропроизводящих установок. Данный тип насосов не требует для обеспечения работы ряда вспомогательных систем, присущих негерметичным насосам, а отсутствие протечек позволяет сократить объемы перерабатываемых радиоактивных сред.



Реакторный блок ВБЭР-500

В составе системы управления и защиты реактора ВБЭР применяется усовершенствованный электромеханический привод СУЗ, исключающий самопроизвольное перемещение рабочих органов вверх из активной зоны при внешних воздействиях (землетрясении, падении самолета на АС и др.)

Реакторная установка ВБЭР-500 проектируется из условий обеспечения требований повышенной безопасности, предъявляемых обществом и потребителями к перспективным (инновационным) атомным энергоисточникам (требования ИНПРО).

Концепция безопасности реакторной установки ВБЭР-500 основывается на современных принципах глубокоэшелонированной защиты, реализующих стратегию предотвращения возникновения аварий и ограничения их последствий, включая последствия тяжелых аварий, главным образом за счет развитых свойств самозащищенности водо-водяной реакторной установки блочного типа и широкого применения пассивных и активных систем безопасности. Необходимо отметить, что основные пассивные системы (аварийного отвода тепла от РУ и из защитной оболочки) прошли расчетно-экспериментальное обоснование в ОАО «ОКБМ Африкантов».

Применение блочной компоновки позволило реализовать принципиально важные с точки зрения безопасности свойства, выгодно отличающие установки ВБЭР от петлевых РУ:

- отсутствие больших (DN800) и средних (DN100-DN300) течей первого контура, что характерно для интегральных реакторов;
- ограничение масштаба разгерметизации первого контура малыми течами;
- медленное и «мягкое» развитие процессов в авариях с потерей теплоносителя первого контура, быстрый переход к паровому истечению;
- отсутствие осушения активной зоны и перегрева оболочек твэлов во всех проектных авариях разгерметизации первого контура, исключение разгерметизации твэлов и выхода активности;
- радиационные последствия МПА обусловлены выходом активности, содержащейся в теплоносителе первого контура, и уменьшаются на 2–3 порядка;
- проблема паро-циркониевой реакции сдвигается в область постулированной тяжелой аварии с расплавлением активной зоны;
- «мягкое» нагружение защитной оболочки (максимальное значение давления в ЗО в процессе аварии не превышает 0,3 МПа и достигается за 3–5 мин от начала аварии);
- исключение проблем с разбираемостью активной зоны после аварии с разгерметизацией первого контура.

Благодаря блочной компоновке реакторные установки типа ВБЭР характеризуются повышенной устойчивостью к ударным нагрузкам при землетрясении и падении самолета.

Например, проведенные для РУ ВБЭР-300 расчеты прочности при сейсмических воздействиях интенсив-

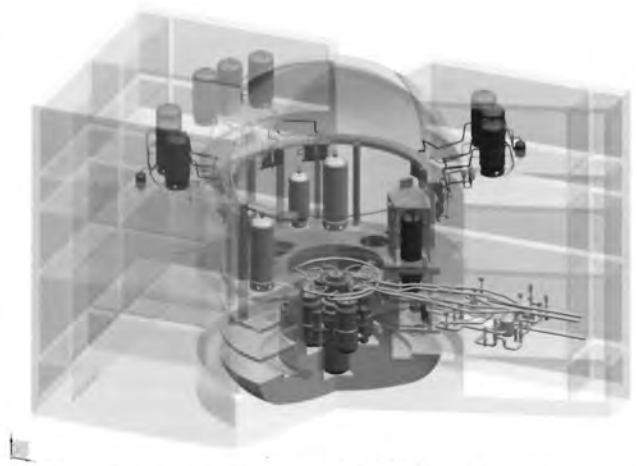
Таблица 1

Наименование параметра	Значение
Тепловая мощность, МВт	1420
Максимальная электрическая мощность, МВт	500
Срок службы, лет	60
Параметры активной зоны:	
– количество ТВС, шт	121
– высота активной зоны, мм	3680
– топливный цикл	3 х 2 (4 х 2)*
Первый контур:	
Давление в компенсаторе давления, МПа	16,3
Температура теплоносителя на выходе из а. з., С°	330
Расход теплоносителя через реактор, т/ч	19560
Паропроизводительность, т/ч	2570
Температура питательной воды, С°	216
Давление пара за ПГ, МПа	6,18
Температура пара за ПГ, С°	310,4

* Направление развития.

ностью 8 баллов по шкале MSK-64 подтвердили, что реакторный блок ВБЭР-300 по сейсмостойкости обладает более чем двукратным запасом прочности (максимальные напряжения в наиболее нагруженном узле корпуса при сейсмике не превышают 150 МПа при величине допускаемых напряжений 370 МПа). Расчет аварии падения самолета массой 20 тонн на реакторное отделение ВБЭР-300 показал, что перегрузка, действующая на узлы крепления РБ, меньше, чем при сейсмическом воздействии.

По уровню безопасности энергоблоки с реакторными установками ВБЭР соответствуют требованиям к перспективным атомным станциям поколения 3+ и могут размещаться вблизи городов, что исключительно важно, поскольку практически все региональные

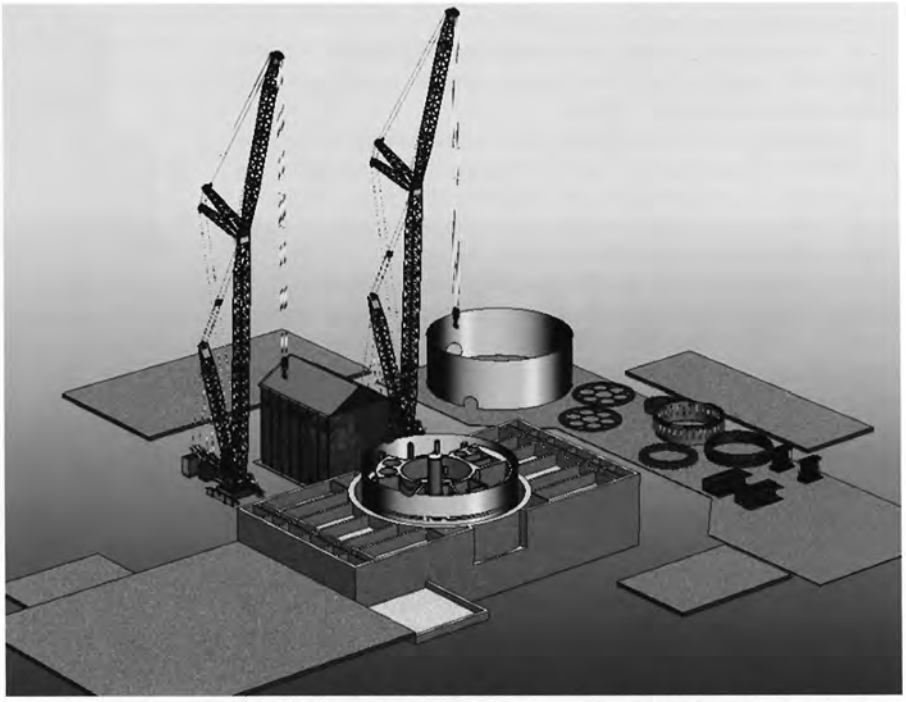


Размещение реакторной установки ВБЭР-500 в реакторном отделении

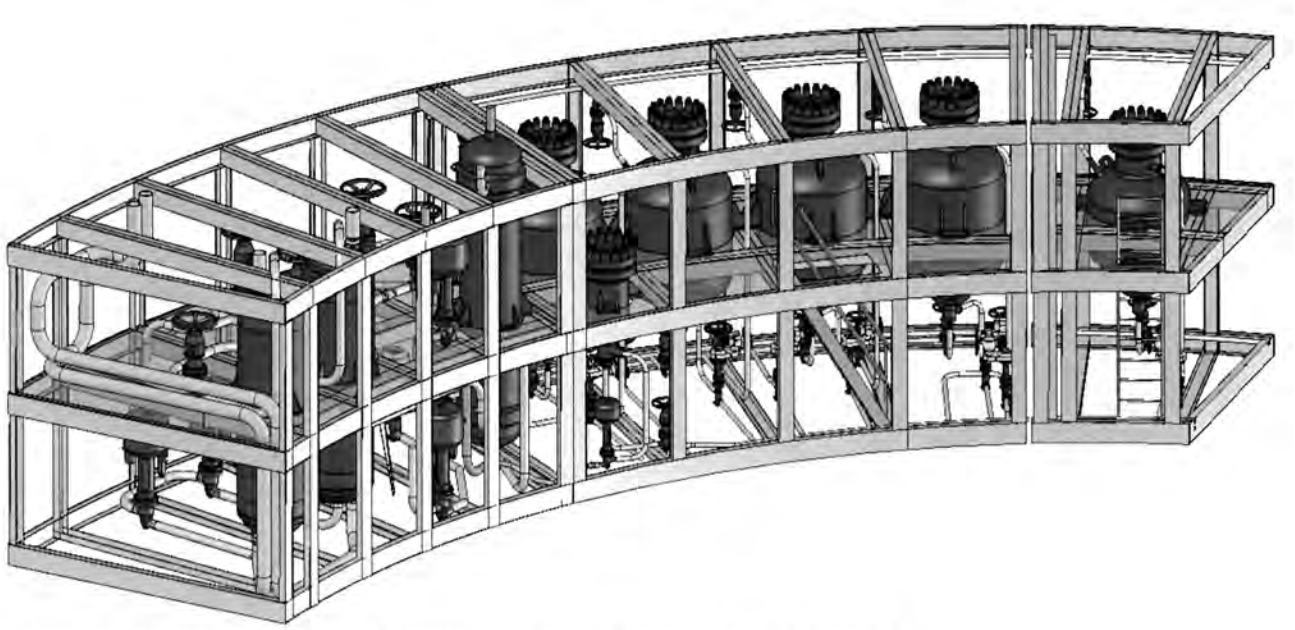
энергоисточники задействованы для теплофикации. Санитарно-защитная зона станции совпадает с периметром промплощадки.

Основные технические характеристики реакторной установки ВБЭР-500 приведены в таблице 1.

Основным архитектурно-компоновочным решением энергоблока АЭС является размещение реакторной установки с обслуживающими его системами, бассейном выдержки отработавшего топлива, транспортно-технологическим оборудованием в двойной герметичной защитной оболочке – внутренней металлической и внешней железобетонной. Стальная защитная оболочка цилиндрическая, диаметром 35 м, рассчитана на внутреннее аварийное давление 0,5 МПа. Высота оболочки – 45,9 м. Наружная защитная оболочка – из монолитного железобетона без предварительного натяжения арматуры, наружным диаметром 41 м и высотой 48,9 м, проектируется с учетом внешних аварийных воздействий, в том числе падения самолета массой 20 т.



Сооружение реакторного отделения ВБЭР-500 методом открытого блочно-модульного монтажа с использованием башенных импортных кранов



Укрупненный модуль системы очистки и теплоносителя первого контура (из трех субмодулей)

Блочно-модульная конструкция реакторной установки приспособлена для сооружения главного корпуса методом «открытого верха» в сочетании с крупноблочным монтажом с использованием импортных башенных или отечественных козловых кранов.

Конструктивные особенности реакторной установки ВБЭР (наличие прямоточного парогенератора с перегревом пара) обеспечивают требования энергосетей к режимам маневрирования.

Суточное регулирование мощности в диапазоне 50 – 100 % Nном обеспечивается без использования системы борного регулирования для всего топливного цикла (изменением температуры теплоносителя на входе активной зоны расходом питательной воды и перемещением РО СУЗ).

Для конца топливной кампании диапазон суточного маневрирования может быть расширен до 30–100 % Nном.

Диапазон автоматического первичного регулирования частоты (+2 -8)% Nном обеспечивается за счет саморегулирования.

Технические требования к турбине в части регулирования мощности согласованы с ОАО «Силовые машины».

Важная особенность ВБЭР – возможность реализации «линейки» мощностей энергоисточников этого типа.

Варьирование единичной мощности РУ и, соответственно, энергоблока обеспечивается изменением количества петель реакторного блока.

На основе базового четырехпетлевого варианта и применения унифицированной петли теплообмена мощностью ~ 355 МВт обеспечивается мощностной ряд РУ ВБЭР:

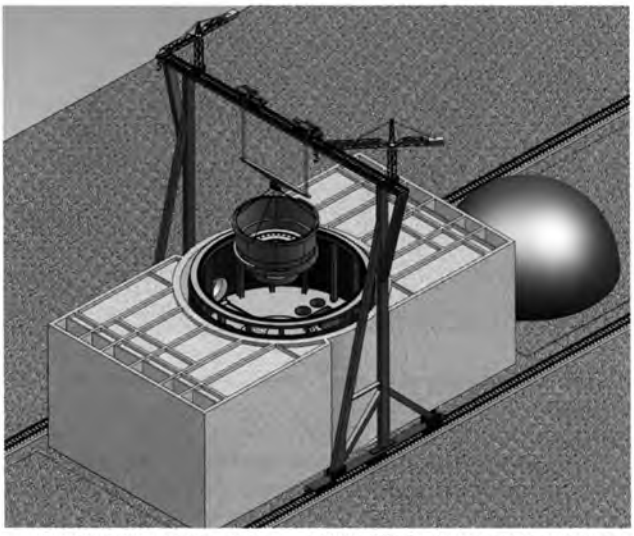
- базовый вариант (четыре петли) – 500 МВт э;
- три петли – 360 МВт э;
- две петли – 250 МВт э.

При необходимости и соответствующих требованиях региональных энергосистем может быть реализован вариант с пятью петлями мощностью до 600 МВт э. Проектная унификация позволяет минимизировать затраты на НИОКР, а в дальнейшем – на сооружение и эксплуатацию всего ряда реакторных установок и энергоблоков.

Разработка реакторной установки ВБЭР-500 производится полностью в 3D-информационной среде. Применяемая технология проектирования соответствует принципам системной инженерии – рассмотрение РУ как системы систем с последующей ее декомпозицией для стадии технического и затем рабочего проектирования. Информационная модель РУ создается для всех стадий жизненного цикла установки.

Для решения задач конструирования, изготовления и комплектной поставки оборудования и систем реакторных установок различных типов, включая ВБЭР-500, и управления жизненным циклом изделия реализуются следующие современные подходы:

1. Создание PDM – единого информационного пространства предприятия, обеспечивающего всех пользо-



Сооружение реакторного отделения ВБЭР-500 методом открытого блочно-модульного монтажа с использованием отечественного козлового крана





вателей – участников проекта доступом к актуальной и полной проектной информации.

2. Создание информационной модели как единого источника информации об изделии, включая 3D-модели, электронную конструкторскую документацию, расчеты в обоснование конструкции и технологическую документацию.

Кроме конструкторской и технологической документации к основным составляющим единого информационного пространства предприятия также относятся базы данных стандартных и унифицированных изделий, базы данных типовых и унифицированных технологических элементов, прикладные базы данных, информационная система нормативно-справочной документации и специализированные информационно-справочные системы.

Для создания и насыщения информационной модели изделия специалистами предприятия используется широкий спектр современного программного обеспечения, позволяющего решать задачи конструирования, расчетного моделирования различных физических процессов, протекающих в РУ, технологической подготовки производства и изготовления.

В настоящее время в качестве CAD системы верхнего уровня в ОКБМ используется флагманский продукт одного из ведущих участников рынка PLM решений – система NX компании Siemens PLM Software.

Важным направлением современных информационных технологий в ОАО «ОКБМ Африкантов» является численное моделирование различных физических процессов, протекающих в оборудовании реакторной установки с использованием суперЭВМ.

Активно внедряемые в настоящее время CAE системы анализа прочности и 3D-теплогидравлики позволяют в перспективе существенно повысить качество, сократить этап экспериментальной отработки изделия за счет применения технологии «виртуальный эксперимент». В ОАО «ОКБМ Африкантов» накоплен значительный опыт использования программных комплексов трехмерного расчета прочности, температурных полей, гидродинамики.

Для обеспечения следующего важного этапа жизненного цикла изделия – изготовления оборудования – на предприятии большое распространение получило комплексное моделирование процессов изготовления изделий на самых современных четырех- и пятикоординатных станках.

На данном этапе проекта наибольшее внимание уделяется проработке оптимизационных решений, направленных на достижение наилучших технико-экономических показателей энергоблока и АЭС в целом. В числе основных направлений проработок рассматриваются:

- уменьшение диаметра защитной оболочки за счет оптимизации компоновки оборудования;
- разработка системы вентиляции РО на основе высоконапорных осевых вентиляторов;
- снятия излишнего консерватизма в системах и оборудовании в связи с отмеченными выше особенностями поведения РУ ВБЭР-500 в авариях.

Ожидается, что соответствующие оптимизационные решения (планировочные, архитектурно-строительные и др.) будут предложены генпроектировщиком.

По глубине имеющегося задела, существующей производственно-технологической базе проект РУ ВБЭР-500 не требует масштабных НИОКР, что является одним из факторов снижения затрат времени и средств на его реализацию.

Энергоблоки ВБЭР могут быть использованы для тех регионов, в которых блоки большей мощности неприемлемы по состоянию их электросетевого хозяйства.

При оценке экономической эффективности ВБЭР-500 должны быть объективно оценены и учтены факторы, связанные с практической реализацией и последующей эксплуатацией установки: условия заводского серийного изготовления и поставки модулей и блоков, сооружения и ввода в эксплуатацию, технического обслуживания, надежность эксплуатации и эксплуатационные качества. В полной мере необходим учет специфики расположения потенциальных площадок энергоблоков.

По предварительным аналитическим оценкам энергоблоки с РУ ВБЭР-500 конкурентоспособны с альтернативными энергоисточниками на органическом топливе (угле, газе) по результатам сравнения интегральных затрат ТЭС с пылеугольными блоками СКД ближайшего будущего (с удельными капитальными затратами 1100 $/кВт (э) без технологии улавливания CO^2, 1900$/кВт (э) с использованием ZET-технологий (с нулевыми или близкими к нулевым выбросам) и АЭС с РУ ВБЭР-500.

Очевидно, что по сравнению с энергоблоками большой мощности АС с ВБЭР характеризуются меньшими потребными инвестициями и более коротким сроком сооружения, что обеспечивает благоприятные условия для использования инвестиционных возможностей регионов, включая реализацию частно-государственного партнерства, и снижает коммерческие риски для потенциальных инвесторов.

РАЗВИТИЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОДДЕРЖКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС

Антипов С.И.
ОАО «ВНИИАЭС»

Одной из важнейших задач эксплуатирующей организации – ОАО «Концерн Росэнергоатом» – является своевременное выявление проблем обеспечения надежной эксплуатации и организация эффективного взаимодействия предприятий, обеспечивающих научно-техническую поддержку (НТП) эксплуатации АЭС, с целью минимизации риска аварий и получения максимальной прибыли на протяжении всего жизненного цикла атомной станции.

Научно-техническая поддержка эксплуатации АЭС обеспечивается организациями – разработчиками проекта, организацией – научным руководителем эксплуатации, материаловедческими организациями, отраслевыми научно-исследовательскими институтами и предприятиями, оказывающими услуги по техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР).

Основными направлениями работ по НТП на этапе эксплуатации АЭС являются:

- разработка предложений и решений по модернизации оборудования с целью предотвращения недопустимой деградации и для повышения эксплуатационных качеств оборудования АЭС;
- своевременное обнаружение деградации оборудования АЭС, приводящей к снижению надежности и безопасности эксплуатации;
- разработка и внедрение на действующих АЭС наилучших эксплуатационных практик действий персонала;
- совершенствование контроля ядерной и радиационной безопасности, а также и других видов безопасности (экологической, промышленной, пожарной);
- разработка и внедрение различных методов и аппаратуры для контроля состояния оборудования АЭС;
- разработка программ и проведение пусковых испытаний вновь строящихся АЭС, а также совершенствование регламентных эксплуатационных испытаний и проверок состояния систем, важных для безопасности;
- оценка возможностей и обоснование продления срока службы АЭС;
- совершенствование методов контроля ведения водно-химического режима контуров АЭС;
- разработка и реализация программ вывода АЭС из эксплуатации в связи с исчерпанием ресурса оборудования или несоответствия новым нормативам обеспечения безопасности.

Координацию работ по НТП и сопровождению эксплуатации АЭС осуществляет ОАО «ВНИИАЭС» (далее – Институт), назначенный эксплуатирующей организацией научным руководителем эксплуатации с целью:

- повышения эффективности обеспечения научно-технической поддержки эксплуатации атомных станций ОАО «Концерн Росэнергоатом» на всех этапах жизненного цикла;
- проведения единой научно-технической политики ОАО «Концерн Росэнергоатом» в вопросах проектирования, сооружения, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации, инспекционной деятельности, контроля безопасности, охраны труда;



- исполнения работ по экспертизе и научному сопровождению НИОКР на всех этапах жизненного цикла АЭС, повышения требований к системе менеджмента качества, в том числе надежности оборудования;
- научного руководства пуском вновь сооружаемых типовых энергоблоков атомных станций.

Институт сосредотачивает свою работу на трех направлениях:

- научно-техническая поддержка эксплуатации атомных станций ОАО «Концерн Росэнергоатом», направленная на повышение надежности, безопасности и экономичности энергоблоков АЭС;
- обеспечение учебно-тренировочных пунктов АЭС современными полномасштабными и функциональными тренажерами для обучения персонала АЭС;
- разработка цифровых АСУ ТП, включая системы технической диагностики.

Кроме того, по поручению эксплуатирующей организации, Институт выполняет функции архитектора-инженера проекта ВВЭР-ТОИ, включая разработку системы управления техническими требованиями, экономической модели и других современных решений, включенных в состав проекта.

Традиционно на Институт в области НТП эксплуатации АЭС эксплуатирующей организацией возлагается решение вопросов и сопровождение по следующим направлениям:

- ведение баз данных отказов и анализ опыта эксплуатации оборудования и систем АЭС;
- разработка нормативной, эксплуатационной, методической и другой документации для разных этапов жизненного цикла АЭС;
- создание технических средств и программно-методического обеспечения оперативной диагностики оборудования, трубопроводов и систем АЭС;
- научно-техническое сопровождение работ по обеспечению оптимальных водно-химических режимов на АЭС;
- научное руководство пуском АЭС в РФ;
- научно-техническое сопровождение работ по обеспечению обращения с радиоактивными отходами и отработавшим ядерным топливом и выводу из эксплуатации;
- научно-техническое сопровождение работ по обеспечению радиационной безопасности, экологического менеджмента, охраны труда на АЭС;
- научно-техническое сопровождение, обеспечение документацией ремонтов оборудования и систем АЭС;
- экономическое сопровождение эксплуатации, оценка рисков при изменениях;



- повышение эффективности использования ядерного топлива на АЭС;
- математическое моделирование нейтронно-физических и тепло-гидравлических процессов в реакторных установках и энергоблоков в целом;
- разработка, создание и поставка полномасштабных и аналитических тренажеров для действующих и строящихся АЭС;
- разработка технических средств обучения, компьютерных обучающих систем, учебно-методического обеспечения подготовки персонала АЭС;
- разработка, создание и поставка АСУ ТП для АЭС.

В последнее время, в связи с приближением к окончанию проектного срока эксплуатации энергоблоков АЭС с РУ ВВЭР-1000, перед Институтом поставлены задачи обоснования продления срока эксплуатации энергоблоков АЭС и разработки технологий и организационных мероприятий по выводу энергоблоков из эксплуатации.

Ниже приведены основные работы, выполняемые в рамках НТП сопровождения эксплуатации атомных электростанций.

Ведение баз данных отказов и анализ опыта эксплуатации оборудования и систем АЭС

- Выполнение, методическое обеспечение и координация работ по сбору, систематизации и анализу данных об опыте эксплуатации (ОЭ) АЭС России и подготовке информационно-аналитических материалов об ОЭ АЭС для обеспечения информационной поддержки структурных подразделений и филиалов (АЭС) ОАО «Концерн Росэнергоатом», Госкорпорации «Росатом», Ростехнадзора и организаций, обеспечивающих эксплуатацию АЭС.
- Выполнение работ по формированию и функционированию комплекса отраслевых баз данных о показателях работы АЭС, нарушениях в работе АЭС, отклонениях на АЭС, отказах и повреждениях оборудования АЭС, технических решениях по совершенствованию эксплуатации и безопасности АЭС.
- Выполнение и координация работ по анализу и оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС России.
- Выполнение анализа показателей работы энергоблоков АЭС, нарушений в работе АЭС, отклонений на АЭС, отказов оборудования АЭС и разработка рекомендаций по совершенствованию эксплуатации и безопасности АЭС.
- Выполнение работ по анализу, подготовке, обмену и использованию информации об ОЭ отечественных и зарубежных АЭС в рамках международных информационных систем МАГАТЭ (ИСИ, ИНЕС, ПРИС), ВАО АЭС, а также в соответствии с межправительственными соглашениями.

Научно-техническое сопровождение работ по обеспечению оптимальных водно-химических режимов на АЭС

- Научно-техническая поддержка эксплуатации АЭС в части ведения водно-химического режима контуров АЭС и работы систем его поддержания.
- Обоснование и разработка новых водно-химических режимов контуров АЭС для действующих и вновь проектируемых энергоблоков.
- Разработка и совершенствование нормативной документации и типовых инструкций по ведению водно-химических режимов на АЭС.
- Испытания новых марок ионообменных смол, разработка методик контроля их качества.
- Совершенствование технологий работы водоподготовительных установок, внедрение новых технологий очистки теплоносителя.
- Разработка и эксплуатация информационной системы ранней диагностики нарушений химической технологии на АЭС.
- Разработка и внедрение на АЭС новых технологий дезактивации и химических промывок.
- Разработка и внедрение на АЭС технических средств контроля ведения водно-химического режима.

Научное руководство пуском АЭС в РФ

- Определение номенклатуры и объемов испытаний, экспериментов и проверок, их оптимизация.
- Разработка и согласование программ и методик испытаний и экспериментов.
- Проведение испытаний и экспериментов на энергоблоках после их модернизации, после перегрузки топлива, при переводе на новый, повышенный уровень мощности.
- Разработка руководящих документов и методик по экспериментальному определению нейтронно-физических характеристик (НФХ) активных зон ВВЭР на новых и действующих энергоблоках АЭС.
- Создание и ведение электронных библиотек по результатам исследований НФХ по переходным динамическим и аварийным режимам для последующего использования в совершенствовании действующих и создании новых расчетных кодов для АЭС.

Методическое обеспечение работ по обращению с радиоактивными отходами и отработавшим ядерным топливом и выводу из эксплуатации

- Анализ и обобщение опыта эксплуатации систем по обращению с РАО на АЭС.
- Разработка и совершенствование нормативной документации в части обращения с РАО на АЭС.



Разработка концепций совершенствования проекта:
- Эксплуатации
- ТОиР (включая системы диагностики)
- Управления АЭС
- Сооружения за 40 мес.
- Экологической безопасности (включая обращение с РАО и ОЯТ)
- Использования тепловых аккумуляторов

Экономическое моделирование, расчеты, оценка стоимости

Разработка концепции совершенствования управления проектом
- Создание единого информационного пространства
- Управление инженерными данными

Верификация проекта на математических моделях
- Исправление ошибок проекта
- Проверка соответствия требованиям заказчика и технического задания

- Экспертиза проектных, технологических и конструкторских материалов по обращению с РАО на АЭС.
- Разработка и внедрение на АЭС технологий и технических средств обращения с РАО.
- Разработка и внедрение на АЭС технологий и технических средств дезактивации.
- Разработка информационно-аналитической системы по обращению с РАО на АЭС.
- Разработка технических решений по совершенствованию систем обращения с РАО, включая их захоронение.

Обеспечение радиационной безопасности, экологического менеджмента, охраны труда на АЭС

- Научно-методическое обеспечение радиационной и экологической безопасности, охраны окружающей среды (ООС) и охраны труда (ОТ) на всех этапах жизненного цикла АЭС.
- Совершенствование нормативной базы в области РБ, ООС и ОТ на АЭС.
- Экспертное рассмотрение материалов в области РБ, ООС и ОТ на АЭС.



- Участие в разработке новых нормативных актов.
- Научно-методическая и экспертная поддержка эксплуатирующей организации при радиационной аварии на АЭС, анализ результатов противоаварийных тренировок и учений на АЭС с участием группы ОПАС, КЦ и центров технической поддержки.
- Подготовка и обоснование рекомендаций по приведению системы противоаварийной готовности и реагирования ОАО «Концерн Росэнергоатом» в соответствие современным рекомендациям МАГАТЭ и МКРЗ.

Обеспечение АЭС документацией по ремонту оборудования и систем

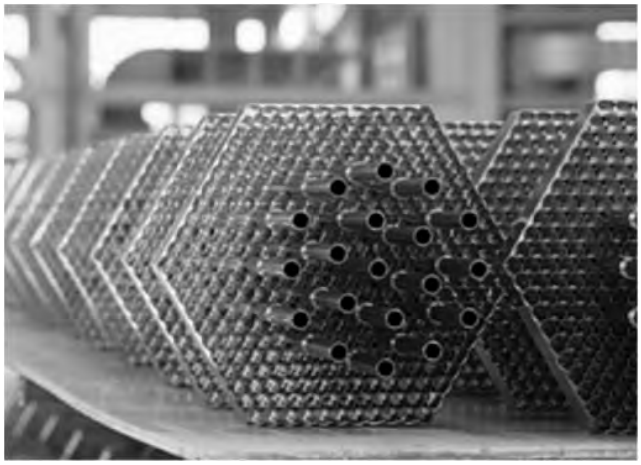
- Совершенствование стратегии ремонта действующих АЭС. Разработка концепции ремонта новых АЭС.
- Управление нормативной и эксплуатационной документацией Концерна в области ТО и ремонта.
- Оценка экономической целесообразности и рисков влияния на безопасность эксплуатации вывода ремонтного персонала на аутсорсинг.
- Развитие Производственной системы «Росатом» при ремонте и управлении производственными складскими запасами.
- Оптимизация ОЭСН.
- Разработка нормативов ТМЦ.
- Разработка методологии и нормативной документации по продлению срока службы оборудования.
- Развитие информационных технологий поддержки ремонта.
- Оперативное сопровождение эксплуатации в части ремонта (расследование нарушений, согласование решений и технологий ремонта и т. п.).

Экономическое сопровождение эксплуатации, оценка рисков при изменениях

- Оптимизация издержек производства электрической энергии и мощности АЭС в потоке создания рыночных товаров и услуг.
- Разработка методических подходов к оценке экономической эффективности внедрения мероприятий по совершенствованию производственных процессов АЭС.
- Разработка обосновывающих и нормативных материалов по совершенствованию процессов организации управления оптимизацией трудовых и материальных затрат при эксплуатации АЭС.
- Ежеквартальное отслеживание изменений нормативной численности АЭС.
- Разработка организационных и методических материалов по организации и нормированию труда.

Повышение эффективности использования ядерного топлива на АЭС

- Научное руководство проведением нейтронно-физических расчетов на АЭС с ВВЭР в подтверждение безопасности топливных загрузок.
- Обеспечение порядка ввода в действие и эксплуатации на АЭС с ВВЭР программных средств, константного обеспечения и порядок их модернизации для проведения нейтронно-физических расчетов.
- Экспертиза обоснований безопасности (ТОБ РУ, ТОБ АС) в части выполнения критериев безопасности по нейтронно-физическим характеристикам.



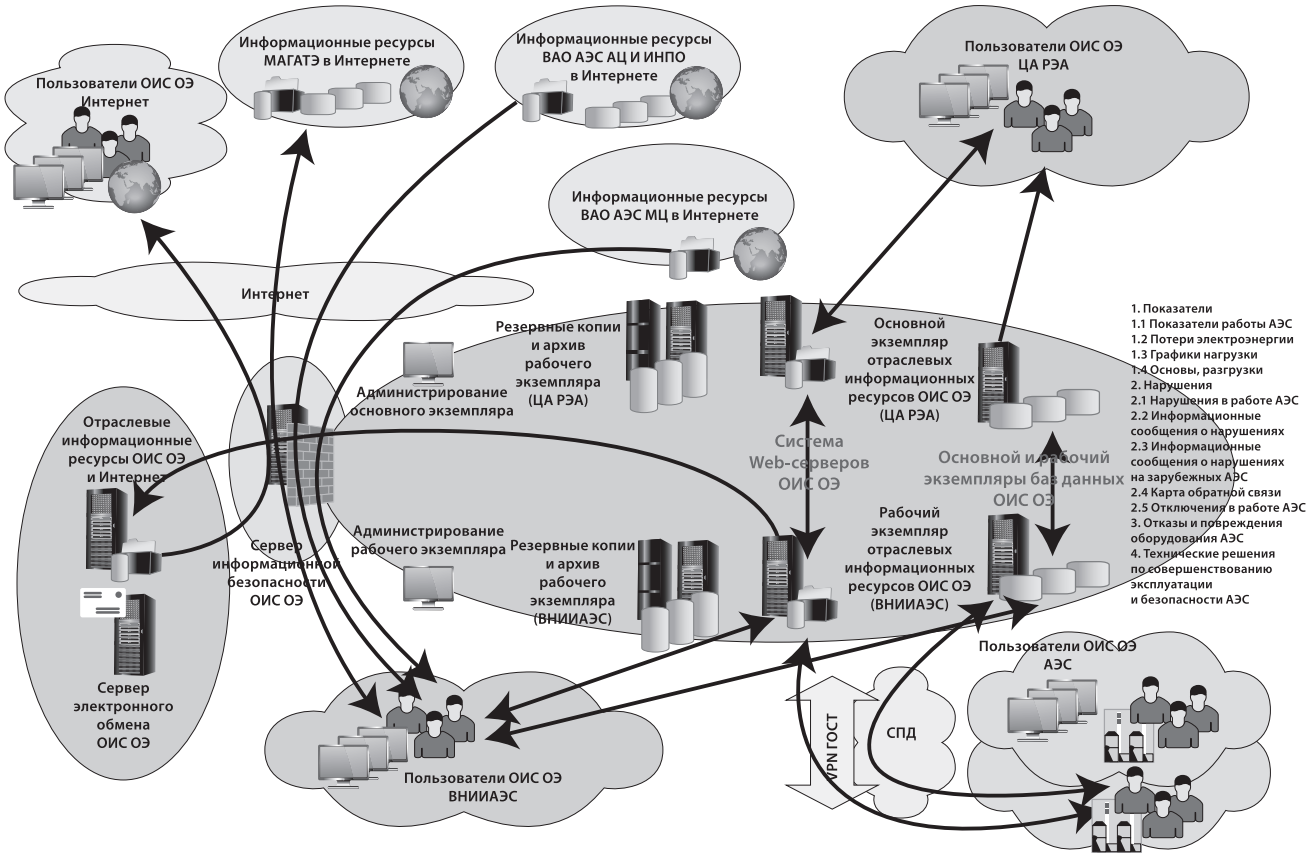
- Разработка методических материалов, обучение и аттестация персонала АЭС с ВВЭР, выполняющего физические расчеты топливных загрузок, с выдачей соответствующих сертификатов.
- Проведение технико-экономического анализа эффективности топливоиспользования при внедрении нового топлива и перспективных топливных циклов.

Математическое моделирование нейтронно-физических и тепло-гидравлических процессов в реакторных установках и энергоблоков в целом

- Разработка математических моделей АЭС и их использование для проверки проектов АЭС, оптимизации эксплуатации.
- Разработка кодов для анализа безопасности АЭС (CFD-коды).
- Разработка математических моделей АЭС для многопроцессорных суперЭВМ, проект «Виртуальная АЭС».
- Разработка эффективного программного обеспечения (САПР) для поддержки проектирования АЭС с использованием математических моделей (АСПУС, СПИРИТ).

Разработка, создание и поставка полномасштабных и аналитических тренажеров для действующих и строящихся АЭС

- Разработка современной технологии проектирования полномасштабных тренажеров энергоблоков АЭС и их полигонов отладки.
- Разработка интерактивной системы нового поколения автоматизированного проектирования SMARTGET, позволяющей повысить эффективность разработки компьютерных моделей для тренажеров, обеспечить полную графическую визуализацию моделей.
- Внедрение для моделирования систем энергоблока современных пакетов автоматизированного проектирования:
  - CMS – для технологических систем, включая системы безопасности;
  - ELIS – для систем энергосбережения;
  - AUTO, SKUGEN, ГЕНТА – для систем автоматики и логического управления;
  - программный комплекс «ТОМАС – тренажер оперативного моделирования аварийных ситуаций».



Разработка технических средств обучения, компьютерных обучающих систем, учебно-методического обеспечения подготовки персонала АЭС

- Консалтинг и инжиниринг в области подготовки персонала и поддержания квалификации АЭС.
- Внедрение систем управления ядерно-технологическими знаниями.
- Эргономические исследования и инжиниринг с целью повышения надежности персонала.
- Разработка требований к учебным центрам подготовки персонала АЭС.
- Разработка и поставка технических средств обучения персонала.
- Оснащение УТЦ.
- Нормативное обеспечение подготовки персонала.
- Программы обучения, учебные курсы.
- Оценка эффективности учебного процесса, учебно-материальной базы.
- Системы дистанционного обучения.
- Системы управления квалификацией персонала.
- Создание макетов основного оборудования АЭС.

Разработка, создание и поставка АСУ ТП для АЭС

- Разработка документации оборудования подсистем АСУ ТП.
- Разработка исходных данных по АСУ ТП в смежные части проекта.
- Разработка архитектуры АСУ ТП АЭС и подсистем АСУ ТП.
- Разработка и согласование частных ТЗ на подсистемы АСУ ТП.
- Системная интеграция АСУ ТП.
- Изготовление, испытание и комплектование оборудования подсистем АСУ ТП на предприятиях-изготовителях.
- Поставка полного комплекта оборудования АСУ ТП, включая внесистемные измерительные преобразователи (датчики).
- Авторское сопровождение системы.
- Техническая поддержка АСУ ТП в течение жизненного цикла АЭС.

ОАО «ВНИИАЭС» — архитектор-инженер проекта ВВЭР-ТОИ

- Разработка архитектуры единого информационного пространства:
  - создание информационной модели энергоблока;
  - использование типового проекта энергоблока в реальном проекте;
  - сквозное управление требованиями в проекте;
  - обеспечение оперативного доступа участников проекта к актуальной проектной информации;
  - централизованное управление проектом;
  - создание электронного организационно-распорядительного документооборота;
  - информационная безопасность при проведении проектных работ;
  - создание и наполнение баз данных проекта.
- Верификация проектных решений и приемка технической документации:
  - позволит выявить ошибки еще на стадии технологического проектирования, конструирования и проектирования сооружения, а также коллизий этапа строительства и монтажа;
  - будет проводиться на стенде с полномасштабной моделью (нейтронно-физическая, теплофизиче-

ская, электрическая, логическая), виртуальными панелями управления блочного щита и моделями систем АСУ ТП, в котором предусмотрен механизм обновления и перегенерации моделей в соответствии с изменениями проектных данных, что существенно сократит время тестирования. По результатам верификации появляется возможность вносить изменения в проект и, практически в режиме on-line, получать новую версию модели для следующей итерации проверок.
- Управление требованиями проекта.
- Экономическое моделирование.

Развитие работ ОАО «ВНИИАЭС» по научно-технической поддержке эксплуатации АЭС обусловлено рядом причин и следствий

- Развитием атомной энергетики, вводами новых энергоблоков и созданием новых проектов.
- Началом процесса массового продления срока эксплуатации АЭС с ВВЭР-1000.
- Модернизацией системы управления в ГК «Росатом» и эксплуатирующей организации ОАО «Концерн Росэнергоатом».
- Работами по повышению мощности энергоблоков АЭС и программами по повышению КИУМ.
- Подготовкой руководящего персонала АЭС «Бушер» в Иране.
- Работами по разработке, обоснованию и внедрению, намерением выполнять ремонт оборудования, систем по состоянию.
- Приобретением новых знаний в информационных технологиях, математическом моделировании, активным развитием тренажеростроения (полномасштабные, функциональные, обучающие, специальные и другие).
- Выходом закона по энергосбережению и энергоэффективности.
- Внедрением в ОАО «Концерн Росэнергоатом» Производственной системы «Росатом» (ПСР).
- Вступлением ОАО «ВНИИАЭС» в институт по эксплуатации АЭС США (INPO), решением стать членом института старения материалов (MAI) ЭДФ.
- Созданием системы управления знаниями в ГК «Росатом».
- Разработкой подходов к управлению жизненным циклом энергоблоков АЭС с момента проектирования и до вывода из эксплуатации.
- Адаптацией и применением опыта зарубежных эксплуатирующих организаций (США, Франция и пр.) и документов МАГАТЭ.

Компетенции и направления деятельности ОАО «ВНИИАЭС» по научно-технической поддержке эксплуатации АЭС, получившие развитие

- Ввод в эксплуатацию элемента ОСД, смонтированной на Калининской АЭС.
- Начало разработки концепции ремонта по техническому состоянию оборудования АЭС (тепломеханическое, электротехническое, автоматика и т. д.).
- Сформированы и обоснованы новые подходы к управлению изменениями в ОАО «Концерн Росэнергоатом» (Типовое положение по анализу организационных изменений и оценке их влияния на безопасность АЭС на основе рекомендаций МАГАТЭ).
- Исходя из новых требований времени и эксплуатирующей организации, Институт выполняет расчеты, техническое и экономическое обоснование вывода ремонтного персонала АЭС на аутсорсинг.
- Разрабатываются, пересматриваются методики с целью последующих учетов затрат на эксплуатацию, модернизацию и др. для экономического анализа эксплуатационных затрат, обоснования тарифов на электрическую и тепловую энергию, целесообразности мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности.
- Институт выражает готовность организовать на регулярной основе чтение курса по культуре безопасности для АЭС.
- В рамках внедрения ПСР развиваются компетенции «Института труда» (нормы, нормативы и др. документы), пересматриваются нормативные запасы материалов и оборудования на АЭС, готовятся к пересмотру нормы на ремонтные работы.
- Начаты работы по формулированию требований к концепции по управлению жизненным циклом АЭС.
- Участие в проекте ВВЭР-ТОИ позволило Институту приобрести серьезный опыт, знания, навыки архитектора-инженера в технологическом и экономическом направлениях, в вопросах моделирования, функционального анализа технологической части проекта и др. Этот опыт может быть применен и уже применяется на действующих АЭС.
- Идет переоценка знаний, возможностей Института с реальным перениманием лучшего опыта при взаимодействии с INPO (США), MAI (Франция) и другими институтами по эксплуатации АЭС, проектными и эксплуатирующими организациями.

ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОСНОВНЫХ ТИПОВ АТОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Орыщенко А.С., Карзов Г.П.
ФГУП «ЦНИИ КМ «Прометей», Санкт-Петербург

1. Введение

Современное развитие атомной энергетики предусматривает создание и ввод в эксплуатацию целого ряда атомных энергетических установок различных типов.

При этом на ближайшие 20–30 лет основным типом атомных энергетических установок будут являться установки на тепловых нейтронах с водо-водяными атомными реакторами ВВЭР. Дальнейшее развитие атомных энергетических мощностей предполагается осуществлять за счет строительства атомных установок на быстрых нейтронах. Далее следуют установки с теплоносителями жидкий свинец и эвтектика свинец-висмут. Следующей возможной линией развития могут стать высокотемпературные газовые (гелиевые) реакторы с температурой теплоносителя до 950 °С. Предполагается также создание реактора на быстрых нейтронах с водой под давлением сверхкритических параметров.

Вопросы, связанные с корпусами ВВЭР, подробно обсуждались на страницах журнала ранее, поэтому в этой статье мы их касаться не будем, а перейдем сразу к материаловедческим аспектам корпусов реакторов с металлическим теплоносителем.

2. Установка на быстрых нейтронах с теплоносителем жидкий натрий

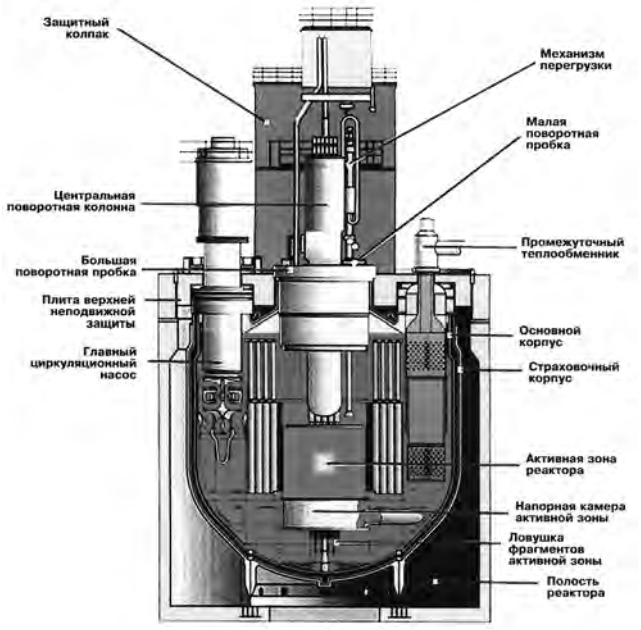
Создание реакторных установок этого типа началось в нашей стране более сорока лет назад. За это время накоплен большой опыт по эксплуатации реакторного оборудования и теплообменных аппаратов - парогенераторов и пароперегревателей в составе установок БН-850 и БН-600. Это позволило получить данные по оценке состояния материалов после больших сроков эксплуатации и определить доминирующие механизмы их повреждения, а также сформулировать предельные состояния различных элементов конструкций. Кроме того, накоплен большой опыт по разработке материалов и технологий изготовления указанного оборудования, что даёт возможность в настоящее время обоснованно сформулировать требования к материалам, а также разработать комплекс мероприятий, обеспечивающих повышение долговечности и надежности работы всех основных элементов оборудования за счет совершенствования материалов и технологий и корректировки конструктивных решений.

Уже на первом этапе создания установок типа БН было принято решение об использовании хромоникелевых нестабилизированных нержавеющих сталей типа 0Х18Н9 и Х16Н11М3. Выбор этого типа сталей был связан с предотвращением опасности возникновения межзеренных разрушений в околошовных зонах термического влияния сварных соединений при температуре эксплуатации свыше 500 °С.

Как показали проведенные исследования, данный тип разрушений связан с образованием под воздействием термического цикла сварки карбидов титана, которые, группируясь по границам аустенитных зёрен, служат инициаторами разрушения материала в условиях ползучести. Многочисленные факты таких разрушений были зарегистрированы на трубопроводах тепловых станций, работающих на сверхкритических параметрах пара, как у нас в стране, так и в США. Для подтверждения правильности сделанного выбора была осуществлена врезка в трубопроводы Черепецкой ГРЭС элементов из нестабилизированных сталей 0Х18Н9Т и Х16Н11М3. Эксплуатация этих трубопроводов в течение нескольких лет показала полное отсутствие разрушений в сварных соединениях нестабилизированных сталей, в то время как в сварных соединениях сталей, стабилизированных титаном, локальные разрушения околошовных зон сварных соединений возникали.

Таким образом, уже на начальной стадии создания реакторных установок типа БН был осуществлен принципиальный выбор конструкционных материалов для корпуса реактора и внутрикорпусных устройств, который, как показала практика эксплуатации установок БН-350 и БН-600, где для реакторных конструкций была применена сталь 0Х18Н9, себя в основном оправдал.

Дальнейшее совершенствование материалов было направлено, в первую очередь, на повышение сопротивления стали основным видам возможных разрушений и её технологичности при изготовлении конструкций. Основными эксплуатационными факторами,



воздействующими на конструкции реакторов типа БН, являются:

- высокая температура эксплуатации;
- термоциклические и механические нагрузки;
- нейтронное облучение.

В соответствии с этим комплексом эксплуатационных воздействий возможна реализация следующих механизмов повреждения металла и элементов конструкций:

- радиационное распухание металла;
- ползучесть;
- усталость;
- необратимое формоизменение.

Не рассматривая детали реализации указанных видов повреждений, при выборе материала следует, прежде всего, исходить из того, на сколько вновь рекомендуемый материал способен обеспечить повышение сопротивления всем основным видам повреждений по сравнению с ранее применяемым. В этом плане наиболее очевидной альтернативой стали 0Х18Н9 является сталь Х16Н11М3, которая обладает более высокой длительной прочностью и сопротивлением ползучести, более высоким сопротивлением усталости и стойкостью против радиационного распухания. Ещё одним исключительно важным свойством этой стали является её высокая стойкость против локальных разрушений даже в исходном состоянии после сварки, что не требует проведения термической обработки сварных соединений. Это обстоятельство значительно упрощает процесс изготовления крупногабаритных реакторных конструкций. Всё вышеизложенное позволило рекомендовать сталь Х16Н11М3 для изготовления наиболее нагруженных элементов реакторных установок строящейся БН-800 и проектируемой БН-1200.

Следующий этап совершенствования указанных материалов связан с преодолением одного из важных недостатков нестабилизированных хромоникелевых сталей, а именно, их склонности к атмосферной коррозии, в результате которой на этих материалах могут возникать питтинги, от которых в ряде случаев могут начать развиваться коррозионные трещины по механизму межкристаллитного растрескивания под напряжением.

Как известно, коррозионная стойкость нестабилизированных сталей в этих условиях может быть обеспечена за счет снижения содержания углерода до уровня менее 0,03 %, однако при этом наблюдается падение их прочностных характеристик до недопустимого уровня. С целью компенсации этого эффекта предлагается наряду со снижением содержания углерода ввести легирование азотом до уровня 0,08 %.

Как показывают предварительные исследования, дополнительное легирование азотом позволяет не только повысить коррозионную стойкость сталей в атмосферных условиях, но также и их длительную прочность при рабочих температурах.

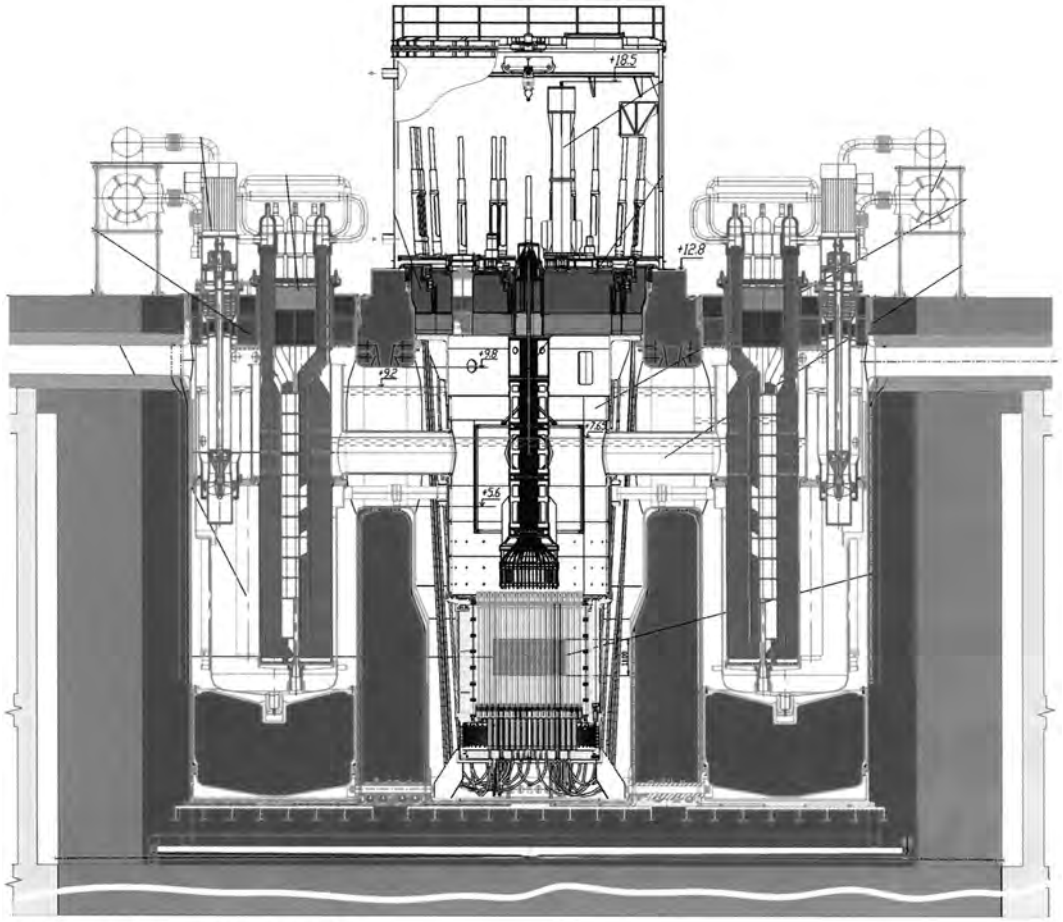
Таким образом, на основании эволюционного совершенствования выбранных материалов могут быть обеспечены их высокие эксплуатационные характеристики, повышена их технологичность и созданы условия для проведения монтажа крупногабаритных конструкций в различных климатических зонах, что имеет большое значение при переходе к массовому строительству АЭС с реакторными установками типа БН.

Другой важной материаловедческой проблемой при создании нового поколения реакторных установок типа БН мощностью 1200 МВт с реактором БН-1200 является решение задачи по обеспечению срока службы парогенераторов равного проектному сроку службы реактора 60 лет. Как показала практика эксплуатации реакторной установки БН-600, срок службы теплообменных труб парогенераторов и пароперегревателей из стали 10Х2М не превосходит 240 тыс. часов, т.е. составляет не более чем 30 лет, в связи с развитием их коррозионных повреждений со стороны водяной среды. На новой установке БН-1200 предполагается применение прямоточного парогенератора с созданием зоны перегрева пара в верхней части теплообменных труб. Это приводит к тому, что по высоте теплообменных труб высотой до 24 метров возникают сильно изменяющиеся условия состояния водяной, пароводяной и паровой среды и соответственно изменяющиеся условия по её коррозионному воздействию на металл. В связи с изложенным возникает проблема выбора нового материала для труб и всех остальных элементов парогенератора, способного обеспечить необходимую прочность и заданную долговечность в этих исключительно сложных условиях эксплуатации.

В настоящее время для этой цели разрабатывается новая высокохромистая сталь с содержанием хрома 12 %. Этот выбор базируется на полученных ранее результатах испытаний, проведенных ВНИИАМ, в соответствии с которыми при повышении содержания хрома от 2,0 до 12 % происходит значительное повышение сопротивления металла язвенной коррозии.

Обеспечение необходимой длительной прочности стали может быть достигнуто за счёт её легирования молибденом, ниобием и ванадием и дополнительным введением в сталь азота в количестве до 0,06 %.

Как показывают предварительные исследования, предложенная на основании этого анализа сталь 07Х12НМФБ позволяет как по темпу ожидаемых коррозионных повреждений, так и по уровню длительной прочности обеспечить надежную работу парогенератора сроком до 480 ч, т.е. до 60 лет.



Общий вид установки БРЕСТ-ОД-300

В настоящее время проводится отработка технологии изготовления из этой стали всех основных элементов парогенератора, а также комплекс испытаний её служебных характеристик.

3. Установки на быстрых нейтронах с теплоносителями свинец, свинец-висмут

Как известно, основной особенностью теплоносителей свинец, свинец-висмут является их агрессивное воздействие на металл. Преодоление этого эффекта за счет создания и поддержания оксидных пленок на поверхности металла, было найдено уже на стадии создания первых атомных энергетических установок с эвтектикой свинец-висмут. Данный эффект, получивший название кислородное ингибирование, достигался за счет начального оксидирования и насыщения жидкометаллического теплоносителя кислородом в процессе эксплуатации. Соответственно корректировалась и схема легирования сталей, а именно, в состав композиции стали вводился кремний, наличие которого способствовало созданию устойчивых оксидных пленок. В соответствии с этим, при изготовлении первого поколения реакторов с тяжелыми теплоносителями на основе свинца в качестве конструкционных материалов применялись кремнесодержащие стали феррито-мартенситного класса – сталь марки 10Х9НСМФБ и аустенитного класса – сталь марки 10Х15Н9С3Б (ЭП 302).

В настоящее время идет проектирование двух типов реакторов на быстрых нейтронах с тяжелыми теплоносителями: реакторы средней и большой мощности – БРЕСТ-ОД-300, БРЕСТ-1200 с теплоносителем жидкий свинец и блочного реактора малой мощности СВБР-100 с эвтектическим теплоносителем свинец-висмут.

Учитывая, что проектирование этих типов реакторных установок в настоящее время еще не закончено, рассмотрим проблему выбора конструкционных материалов с точки зрения оценки эффективности их применения.

Применительно к реактору СВБР-100, использующего в качестве теплоносителя эвтектику свинец-висмут на стадии предварительного проекта предполагается использовать сталь 10Х15Н9С3Б (ЭП 302) для корпуса реактора и внутрикорпусных устройств, а хромистую сталь ферритного класса марки 10Х9НСМФБ для деталей парогенератора.

В этом плане исключительно важное значение имеют результаты исследований, проведенных в ЦНИИ КМ «Прометей» по изучению поведения указанных сталей в потоке теплоносителя. Испытания показали склонность к резкому падению характеристик трещиностойкости стали 10Х9НСМФБ в контакте с теплоносителем. Это выражается в возрастании скорости развития трещин и практически перехода их к нестабильному распространению после достижения сравнительно невысокого порогового значения коэффициента интенсивности напряжений (K_{inst}).

Отмеченный эффект, по-видимому, является характерным для сталей с объемно-центрированной решеткой (α), что значительно снижает возможность их применения в качестве материала непосредственно контактирующего с жидкометаллическим теплоносителем.

Аустенитные стали за счет более плотной упаковки кристаллической решетки и увеличенного количества плоскостей скольжения практически не проявляют склонности к проявлению адсорбционных эффектов.

Эти результаты требуют рассмотрения вопроса о возможности применения сталей ферритного класса в составе атомных энергетических установок с тяжелыми теплоносителями.

В настоящее время предполагается для изготовления реакторов с тяжелыми теплоносителями применять сталь 10Х15Н9С3Б (ЭП 302). Однако исследования механических характеристик этой стали после облучения показали недопустимо низкие значения пластичности уже после дозы 6 сна, и кроме того, выявлена склонность стали к тепловому охрупчиванию в связи с образованием деформационного мартенсита. Данное обстоятельство требует проведения термической обработки элементов конструкций из этой стали после любой технологической операции приводящей к пластической деформации металла (гибка, сварка и т.п.).

Альтернативой данной марке материала может быть аустенитная сталь марки 04Х15Н11С3МТ как более структурно стабильная и обладающая большим запасом аустенитности.

В связи с низким сопротивлением стали 10Х15Н9С3Б (ЭП 302) нейтронному охрупчиванию, ОКБ «Гидропресс», предложил использовать для элементов ВКУ сталь мартенситно-ферритного класса 16Х12ВМСФБР (ЭП 823), которая показала высокую стойкость при облучении в составе оболочки ТВЭЛ.

Однако, эта сталь имеет объемно-центрированную решетку (α), и по всей видимости склонна к проявлению адсорбционных эффектов, приводящих к жидкометаллическому охрупчиванию. Данные западных исследователей позволяют с высокой степенью достоверности говорить о недопустимом снижении трещиностойкости этой стали в диапазоне температур 300-400 °С в контакте с тяжелыми теплоносителями.

Учитывая, что сталь 04Х15Н11С3МТ показала значительно более высокое сопротивление охрупчиванию при облучении, она в настоящее время является наиболее перспективным материалом для изготовления основных узлов РУ, т.к. обеспечивает достаточный уровень пластичности до повреждающей дозы 20 сна – максимальной требуемой дозы для реактора СВБР-100.

С учетом изложенного при изготовлении парогенераторов этой установки предлагается исключить применение стали ферритного класса -10Х19НСМФБ и перейти на изготовление основных его элементов (корпуса и трубных досок) из стали 10Х15Н9С3Б (ЭП 302).

Для парогенераторных трубок на границе раздела вода-теплоноситель, предлагается применить биметалл: 03Х21Н32М3Б+10Х15Н9С3Б (ЧС33+ЭП302). При этом со стороны теплоносителя использовать сталь 10Х15Н9С3Б (ЭП 302), а со стороны пароводяной среды – сталь 03Х21Н32М3Б (ЧС 33). Обе указанные стали обладают высокой коррозионной стойкостью в тех средах с которыми будут контактировать.

На сегодняшний момент это техническое решение является наиболее эффективным с точки зрения обеспечения высоких ресурсных характеристик парогенераторов, в связи с чем должно рассматриваться как приоритетное.

Преодоление технических трудностей, связанных с производством длинномерных биметаллических труб, а также со сваркой этого биметалла потребуют постановки и проведения специальных опытных работ, однако затраты на них с лихвой окупятся высокой надежностью парогенераторов.

Рассматривая проблему выбора материалов, следует отметить, что в свинцовом теплоносителе наблюдают-

ся те же закономерности поведения материалов, что и в эвтектике свинец-висмут. В связи с этим для указанных установок БРЕСТ-ОД-300 и БРЕСТ-1200 предлагается применение тех же конструкционных материалов. При этом, однако, надо учитывать более высокую температуру эксплуатации установок – 530°С вместо 450°С.

4. Заключение

1. Создание конструкционных материалов для оборудования атомных энергетических установок - сложный и долговременный процесс, который предусматривает поэтапное совершенствование химической композиции материала, технологии его изготовления, проведение комплексных испытаний его служебных характеристик и обобщение опыта эксплуатации.

2. На современном этапе развития атомной энергетики процесс создания и обоснования работоспособности новых конструкционных материалов в значительной мере определяет успех разработки и реализации принципиально новых технических решений.

3. Процесс создания и совершенствования конструкционных материалов и технологий их производства является неотъемлемой составляющей обеспечения безопасности эксплуатации атомного энергетического оборудования.

РАЗРАБОТКА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО ОТЖИГА СВАРНЫХ ШВОВ КОРПУСА РЕАКТОРА ВВЭР-1000

Дуб А.В.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

Одной из основных причин, повышающих консервативность оценки срока службы эксплуатирующихся корпусов реакторных установок ВВЭР-1000, является процесс охрупчивания металла сварных швов под действием нейтронного облучения. ОАО «Концерн Росэнергоатом» утверждена «Программа материаловедческих работ по обоснованию и обеспечению прочности и ресурса действующих корпусов реакторов ВВЭР-1000 при продлении срока службы до 60 лет».

Головная материаловедческая организация ГК «Росатом» ОАО НПО «ЦНИИТМАШ» совместно с ООО «НПФ «ТермИКС» в рамках этой Программы отвечает за проектирование и изготовление оборудования для восстановительного отжига сварных швов № 3 и № 4 корпуса реактора. Температурно-временной режим отжига разработан научным руководителем – НИЦ «Курчатовский институт», расчеты в обоснование допустимости и безопасности предлагаемого режима проведены главным конструктором реакторной установки ВВЭР-1000 – ОАО ОКБ «Гидропресс».

Несмотря на значительный и уникальный опыт ОАО НПО «ЦНИИТМАШ» в создании оборудования и проведении отжигов корпусов реакторов ВВЭР-440, решение новой задачи оказалось сопряжено с целым рядом факторов, усложняющих реализацию подобной технологии для ВВЭР-1000:

- существенно более высокая температура нагрева (до 565 ± 15°С);
- одновременная термообработка двух сварных швов;
- расположение шва № 4 в непосредственной близости от опорных конструкций шахты реактора.

Основные технические решения

В соответствии с разработанным температурно-временным режимом термообработки разрабатываемая установка для восстановительного отжига должна обеспечить следующие параметры:

- нагрев со средней скоростью не более 20 °С/ч от температуры окружающей среды до температуры 565 ± 15 °С;
- выдержку при температуре 565±15 °С продолжительностью 120–200 часов;
- последующее охлаждение со скоростью не более 20 °С/ч до температуры 300 °С и со скоростью не более 30 °С/ч до температуры 100 °С;
- максимальную неравномерность распределения температуры в объеме сварного шва в период технологической выдержки не более ±15°С;
- технологические работы по подготовке и завершению отжига должны быть согласованы с временным графиком планово-предупредительного ремонта энергоблока.

Сложность выбора рациональной схемы нагрева, а, следовательно, установки для реализации поставленной задачи связана с рядом дополнительных параметров, обусловленных как спецификой конструкции корпуса реактора и шахтного помещения, в котором он установлен, так и условиями работы в этом помещении и ограничениями на допустимые температуры нагрева элементов конструкции самой шахты.

Принятие оптимальной для обеспечения высокой равномерности температуры в области сварных швов схемы двухстороннего нагрева этой области (нагрев внутренней и наружной поверхностей корпуса) лимитировано сложностью проведения монтажа нагревательного устройства для наружной поверхности корпуса в труднодоступных местах при высоком радиационном фоне. Вследствие этого предпочтение было отдано схеме одностороннего нагрева корпуса (с внутренней поверхности) при условии обеспечения хорошей теплоизоляции наружной поверхности. Как известно из опыта решения тепловых задач, и в этом случае можно обеспечить отсутствие значительных перепадов температуры по корпусу реактора в радиальном направлении, возникающих по причине высокого коэффициента теплопроводности материала корпуса и сварного шва. Конструкция наружной теплоизоляции без нагревателей гораздо проще, и ее монтаж даже в труднодоступных местах корпуса является реальной задачей. Вместе с тем необходимо учитывать, что сварной шов № 4 расположен в непосредственной близости от бетонной опоры корпуса реактора. В этом месте нет практической возможности обеспечить эффективную наружную теплоизоляцию, что дополнительно увеличивает как стоки тепла от зоны нагрева, так и создает опасность нагрева собственно бетонной опоры выше допустимой температуры. Также при нагреве корпуса реактора в области сварного шва возникают значительные градиенты температуры (тепловые потери) в осевом направлении, т. е. по высоте корпуса, обусловленные как высокой теплопроводностью, так и большой толщиной стенки корпуса (около 200 мм).

Таким образом, для получения приемлемой равномерности температуры по высоте корпуса в области

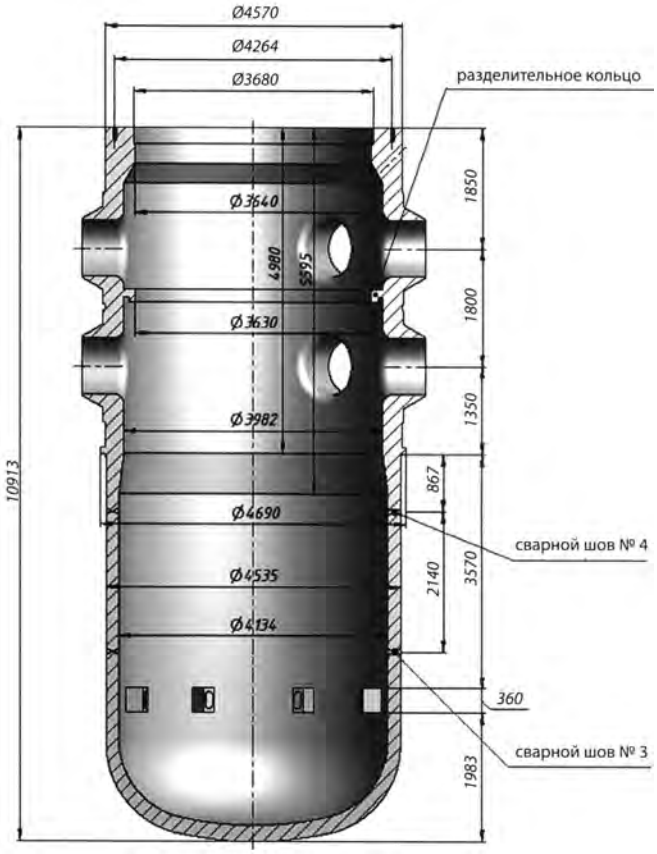


Рис.1. Корпус реактора ВВЭР-1000

сварного шва № 4 необходимо компенсировать повышенные потери тепла. Следует отметить, что в силу сложной конфигурации корпуса реактора значительные потери тепла необходимо скомпенсировать при очень ограниченной высоте тепловой зоны – не более 550 мм. Наиболее эффективным способом в нашем случае является дифференцированный нагрев, т. е. разделение нагревателя по высоте на несколько зон, как было определено – три самостоятельные тепловые зоны: среднюю и две крайних (подпорных), служащих для компенсации тепловых потерь по корпусу реактора. Каждая из этих зон должна иметь разные удельные мощности и собственную систему регулирования температуры. Помимо этого, учитывая большую длину окружности корпуса реактора, было принято решение о разделении каждой кольцевой нагревательной зоны по окружности еще на три самостоятельных тепловых зоны (сегмента).

Одна из проблем, возникающих при создании нагревательного устройства, связана с особенностью конструкции корпуса реактора, имеющего внутри геометрическое сужение в виде разделительного кольца, затрудняющего загрузку нагревательного устройства внутрь корпуса (рис. 1).

В процессе проектирования установки рассматривали несколько конструктивных вариантов исполнения нагревательного устройства. Было принято решение в пользу повышения надежности и упрощения конструкции – отказались от перемещения нагревательных панелей, нагрев корпуса будет осуществлен с одинаковым технологическим зазором 380 мм. При этом одновременно был решен вопрос устойчивости работы системы автоматического регулирования, связанной с взаимным влиянием тепловых зон, для нивелирования которого между зонами предусмотрена установка гибких металлических тепловых экранов.

В качестве системы внешней теплоизоляции корпуса реактора ВВЭР-1000 рассматривали как вертикальные, так и кольцевые элементы теплоизолирующих блоков, монтаж и демонтаж которых возможно производить с помощью электромеханических или гидравлических подъемников и самоходной тележки, перемещающейся по имеющемуся в шахтном помещении штатному рельсовому пути. Все подготовительные операции проводятся вне шахтного помещения, там же расположен пульт управления тележкой и подъемниками. В результате минимизировано время пребывания персонала в зоне с повышенным радиационным фоном.

Математическое моделирование и экспериментальные работы

Для оперативной расчетной оценки принимаемых в ходе проектирования технических решений использовали математическую модель расчета тепловой задачи в многозвенной системе теплотехнически массивных и тонких тел, учитывающей теплообмен одновременно излучением, теплопроводностью и конвекцией между ними. На этой основе был создан комплекс программ, позволяющий моделировать стационарные и нестационарные тепловые процессы при проведении восстановительного отжига корпусов реактора ВВЭР-1000 с учетом специфики конструкции корпуса реактора, шахтного помещения и нагревательного устройства.

Была проведена серия расчетов нестационарных двумерных тепловых полей корпуса реактора, нагревательного устройства, внешней теплоизоляции и элементов конструкции шахтного помещения, а также стационарного трехмерного температурного поля фермы опорной, показавшая возможность проведения одновременного отжига двух сварных швов, расположенных в активной зоне реактора, при температурах до 580 °С (рис. 2).

Расчеты были использованы для выбора основных параметров нагревательного устройства и теплоизоляции, обоснования технических и конструктивных решений. Результаты расчетов подтвердили адекватность выбора принятой схемы нагревательного устройства поставленным задачам с учетом заданных технологических параметров, особенности конструкции корпуса реактора и шахтного помещения, специфики условий работы в этом помещении. Расчеты показали возможность при одностороннем нагреве, производимом многозонным нагревательным устройством, помещаемым внутрь корпуса реактора, при наличии тепловой изоляции наружной поверхности корпуса, обеспечить нагрев корпуса реактора со скоростью 20 °С/ч до температуры 565 °С (1), выдержку при этой температуре в течение 100 и более часов (2), распределение температуры в области термообрабатываемых сварных швов в диапазоне 550–569 °С (3).

В то же время расчеты показали, что температура примыкающих к корпусу реактора элементов опорной фермы может достигать предельно допустимых значений.

Поскольку математическая модель отражает процессы с определенными приближениями, необходимо проведение дополнительных натурных экспериментов в условиях, максимально приближенных к условиям

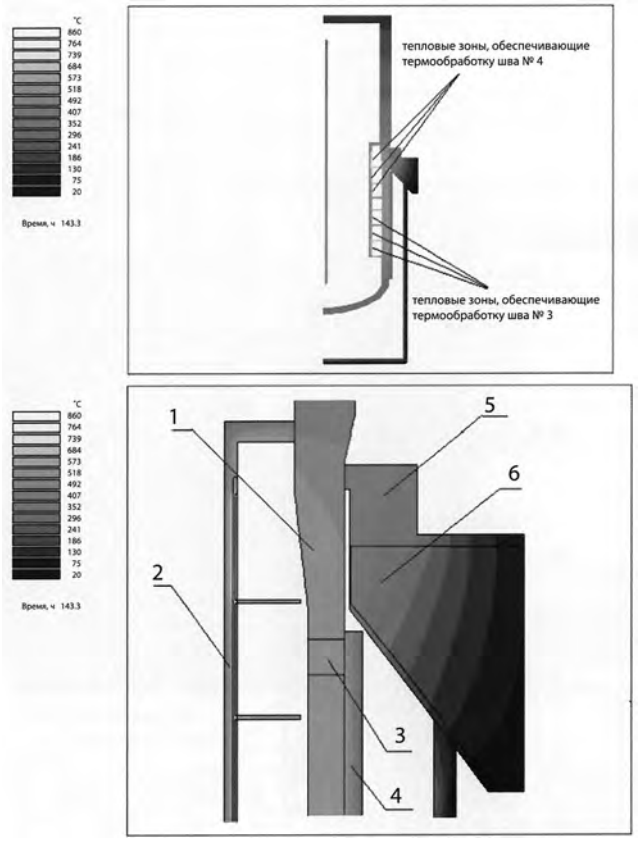


Рис. 2а. Температурные поля корпуса в процессе отжига
1 – корпус реактора; 2 – нагревательное устройство; 3 – шов №4; 4 – внешняя теплоизоляция корпуса; 5 – опорное кольцо; 6 – опорная ферма

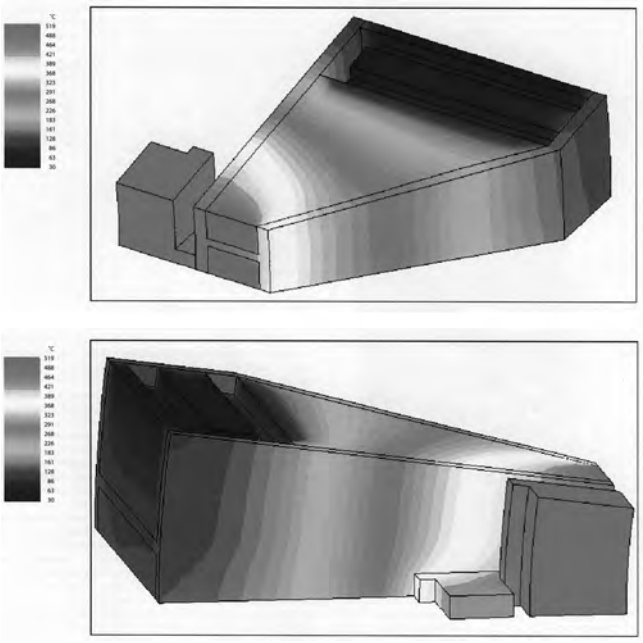


Рис. 2б. Температурные поля элементов фермы опорной в процессе отжига

реального отжига, и при необходимости – поиск технических решений дополнительного охлаждения опорных конструкций реактора.

В настоящее время экспериментальные работы проводятся на макетах, которые были разработаны и изготовлены для решения следующих задач:

- экспериментальной проверки устойчивости работы системы автоматического регулирования температуры и определения степени взаимного влияния тепловых зон;
- сравнительных испытаний вариантов конструкции нагревательных панелей, рассмотренных на стадии эскизного проекта нагревательного устройства, с целью выбора основного варианта для рабочего проектирования;
- проверки соответствия показаний регулирующих термопар контактного типа реальным температурам поверхности корпуса реактора;
- проверки работоспособности и надежности основных механизмов для монтажа наружной теплоизоляции корпуса реактора.

Стенд для тепловых испытаний представляет собой стационарно установленную теплоизолированную камеру с размещенным внутри нее имитатором стенки корпуса реактора. Напротив имитатора расположены нагревательные панели, разделенные тепловыми экранами и подсоединенные к системе электропитания и управления тепловым режимом.

Экспериментальная проверка работы системы автоматического регулирования температуры на тепловом стенде показала, что при принятых в рабочем проекте параметрах нагревательного устройства обеспечивается устойчивая работа системы, взаимное влияние тепловых зон не сказывается на качестве регулирования. Как следует из полученных данных, система управления обеспечила устойчивость регулирования теплового режима во всем заданном температурно-временном диапазоне. Колебания температуры относительно задания регулятора во всех тепловых зонах не превысили 6 °С в интервале рабочих температур 20–350 °С и 3 °С в интервале температур 350–565 °С. На макете были определены динамические настройки ПИД-регуляторов температуры, которые будут использованы на реальном объекте в качестве первоначальных настроек штатных терморегуляторов.

Поскольку в конструкции устройства для контроля температурных полей могут быть использованы только контактные термопары, то проверка систематической погрешности имела большое значение. Проведенные эксперименты показали, что разница в показаниях регулирующих термопар контактного типа с открытым рабочим спаем и контрольных термопар, заделанных в поверхностный слой металла имитатора корпуса реактора, в исследованных режимах нагрева не превысила пределы допускаемой основной абсолютной погрешности компенсации (± 1,5 °С).

На макетах были испытаны также различные варианты конструктивного исполнения нагревательных панелей. Первый тип панели был аналогичен использовавшемуся в установках отжига корпусов реактора ВВЭР-440. Основным элементом такой панели является нагреватель из жаропрочной ленты, выполненный в виде зигзага и размещенный на подложке из волокнистой теплоизоляции. Второй тип панелей представляет собой керамоволокнистую плиту, в которую в процессе производства монтируются спиральные нагревательные элементы, выполненные из проволоки сплава Х20Н80-Н. Такая конструкция обеспечивает надежную фиксацию нагревателей без применения до-

полнительных элементов крепления и малую толщину панели, что в совокупности с относительно небольшой объемной массой керамики (1000 кг/м^3) обуславливает низкую тепловую емкость нагревательного блока. Нагревательный блок может быть выполнен в двух вариантах – спираль нагревателя полностью запрессована в керамоволокнистую плиту заподлицо с ее поверхностью, или частично вмонтирована в плиту, а основная часть спирали открыта для свободного излучения.

Сравнительные испытания показали, что наиболее надежным оказался вариант панелей с зигзагообразным нагревателем из ленты сплава сопротивления, и этот вариант был принят как основной для рабочего проекта нагревательного устройства.

В качестве материала для изготовления ленточных нагревателей выбрана лента 35х2 мм из сплава Nikrothal 80 производства компании Sandvik Heating Technology (Швеция), теплоизоляция панелей будет выполнена с применением нового экологически чистого теплоэлектро-изоляционного материала из чистого кремнеземного волокна «Суперсил» отечественного производства.

В процессе технической проработки был также сделан выбор в пользу варианта установки внешней теплоизоляции вертикальными «полосами», подвешенными на подъемники, которые устанавливаются по периметру шахты реактора. Была изготовлена и испытана модель подъемника в масштабе 1:3. Проведенные испытания модели подъемника подтвердили работоспособность разработанной конструкции, позволили скорректировать выбор материалов и смазки для деталей устройства, разработать «Программу и методику испытаний».

Конструкция нагревательного устройства и системы внешней теплоизоляции

В окончательном виде, с учетом математического и экспериментального моделирования, практического опыта конструирования и проведения отжигов ВВЭР-440, нагревательное устройство (рис. 3) состоит из крышки биологической защиты и двух секций нагревателей, соединенных между собой штангой. На нижней части штанги смонтирована диафрагма, связанная шарнирно с тягой, проходящей внутри штанги и серьги крышки. Кроме того, в конструкции предусмотрены диафрагма и шторки, которые служат для уменьшения тепловых потерь на крышку биозащиты и не дают развиваться конвективным потокам.

Крышка, предназначенная для крепления узлов нагревательного устройства, служит как опорой блоку нагрева при установке на разъем корпуса реактора или на стапель, так и одновременно тепловой и биологической защитой. В крышке предусмотрены проходки токоподводов и труб с проводами термопар, три проема для заглушек и центральное отверстие для серьги с присоединительными размерами под вилку крана реакторного зала.

Нагреватель состоит из двух секций (по числу швов), на боковой поверхности каждой секции нагревателей установлено по 54 нагревательных панели, в двух секциях – 108 панелей. В каждой секции – по три кольца нагрева, по 18 панелей в каждом кольце. Кольца, в свою очередь, радиально разделены на три зоны нагрева (сегменты) по шесть последовательно включенных нагревательных панелей, подключенных к автономному источнику питания при помощи токоподводов, проложенных по штанге через проходки на наружную поверхность крышки. Каждая зона снабжена механизмом термопар в виде двуплечего рычага, одно плечо которого связано с термопарой, а второе с грузом и диафрагмой.

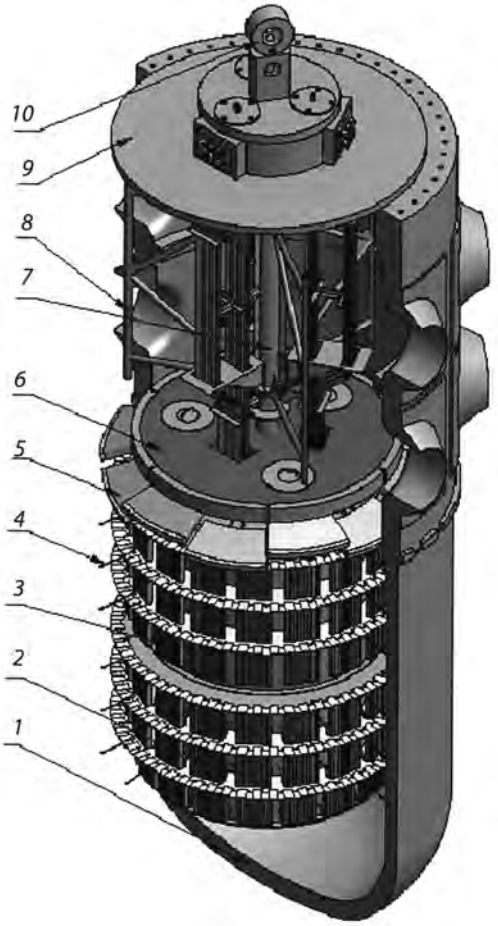


Рис. 3. Нагревательное устройство в рабочем положении
1 – корпус реактора, 2 – секция нижняя, 3 – секция верхняя, 4 – механизм термопарный, 5 – шторки, 6 – диафрагма, 7 – штанга, 8 – направляющие, 9 – крышка

Технологическая схема работы устройства следующая: для транспортировки блока нагрева соединяют вилку полярного крана реакторного зала с серьгой блока нагрева и перемещают тягу нагревательного устройства в верхнее положение. Тяга перемещает диафрагму в верхнее положение, складывая тем самым шторки и термопары к оси блока нагрева за габарит ребер секций нагревателей. Затем нагревательное устройство переносят краном со стапеля к подготовленному для отжига корпусу реактора, устанавливая его так, чтобы крышка опиралась на главный разъем корпуса реактора. Для точной посадки крышки предусмотрены восемь маяков, предварительно закрепленных на главном разъеме корпуса реактора. Тягу опускают, при этом тяга и диафрагма своей массой разводят шторки до упора о внутреннюю поверхность корпуса реактора. При перемещении тяги вниз одновременно приводятся в движение механизмы перемещения термопар также до упора их о внутреннюю поверхность, далее постоянное прижатие (надежный контакт) термопар обеспечивается грузами механизмов. Затем отсоединяют вилку крана от серьги нагревательного устройства.

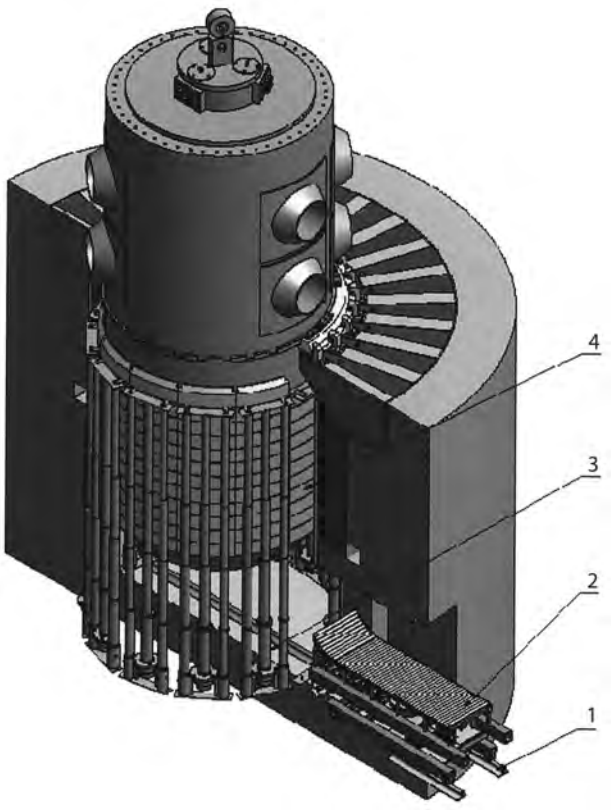


Рис. 4. Система внешней теплоизоляции в рабочем положении

Система внешней теплоизоляции установки отжига корпуса реактора ВВЭР-1000 в окончательном варианте состоит из тринадцати вертикальных «полос» теплоизоляции. «Полосы» выполнены составными, состоящими из тонкостенных металлических коробов, внутренний объем которых заполнен теплоизоляционным материалом. Такая конструкция обеспечивает необходимые гибкость при установке (подъеме) «полосы» и жесткость при ее демонтаже (опускании) и укладке на рольганг.

Установку внешней теплоизоляции в рабочее положение обеспечивают 13 подъемников, выполненных в виде телескопического четырехходового винтового домкрата (рис. 4). Для увеличения жесткости конструкции подъемник снабжен двумя телескопическими стойками. Домкрат и стойки установлены на массивное основание и скреплены сверху металлическим листом. На верхней поверхности листа закреплена мягкая теплоизоляция, заполняющая объем между корпусом реактора и бетонным выступом опорной части реакторной шахты.

Самоходная тележка (рис. 5) перемещается по рельсовому пути, смонтированному под реактором и в смежном помещении. На самоходную тележку установлена поворотная рама, на раме смонтированы клещевой захват для перемещения подъемников, приводной рольганг, на который укладывается полоса теплоизоляции, и привод вращения домкрата подъемника. Вращение от привода к домкрату передается через зубчатую передачу. Шкаф управления находится в смежном помещении, там же производятся все подготовительные операции, требующие непосредственного участия персонала.

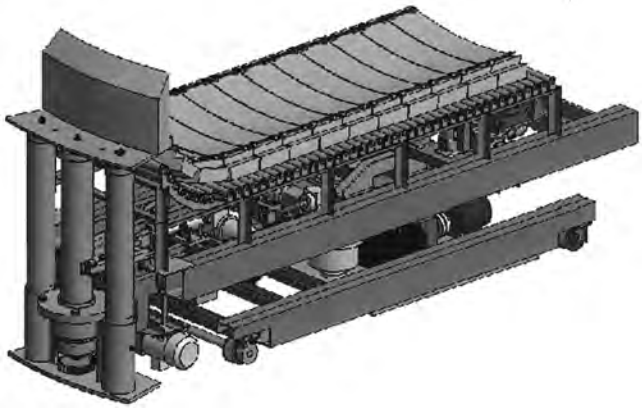


Рис. 5. Самоходная тележка для монтажа и демонтажа внешней теплоизоляции корпуса реактора

Система электропитания и управления тепловым режимом

Система электропитания и управления тепловым режимом, предназначенная для управления нагревательным устройством (рис. 6), выполняет следующие функции:

- подвод электропитания к нагревательным элементам;
- автоматическое управление процессом восстановительной термообработки по заданной оператором температурно-временной программе;
- сбор информации о температурном состоянии корпуса реактора и реакторного помещения;
- визуальное отображение хода процесса термообработки;
- регистрация параметров процесса на бумажной диаграмме;
- архивирование и хранение параметров процесса.

Пульт управления содержит основной и дублирующий операторские терминалы, обеспечивающие оператору ввод команд и данных в контроллер и визуализацию параметров процесса и информации состояния оборудования. В пульте управления предусмотрен источник бесперебойного питания, обеспечивающий функционирование системы в режиме сбора, обработки, отображения и регистрации параметров процесса в течение не менее 30 минут при отсутствии электропитания.

Порядок выполнения работ по подготовке и проведению отжига корпуса реактора

Оборудование для проведения восстановительной термообработки состоит из нагревательного устройства, системы питания и управления тепловым режимом, системы внешней тепловой изоляции. Оборудование поставляется на блок в разобранном виде.

Сборка нагревательного устройства выполняется в следующей последовательности: монтируется стапель, на основании которого последовательно монтируются узлы устройства, затем на стапель устанавливают крышку биологической защиты и соединяют с остальной частью устройства.

Подготовка системы питания и управления тепловым режимом происходит параллельно со сборкой нагревательной части.

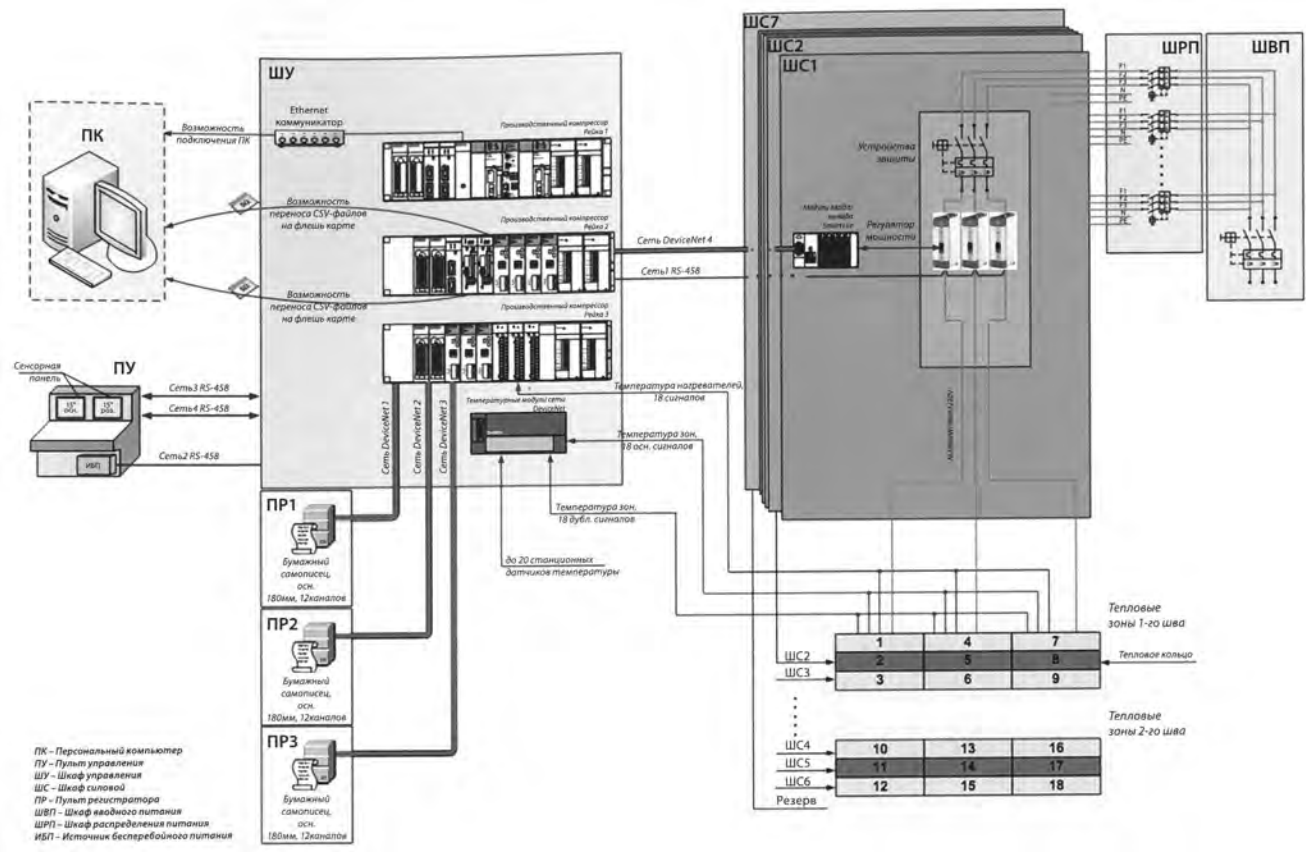


Рис. 6. Функциональная схема системы управления

Одновременно с подготовкой нагревательного устройства производится монтаж устройства для установки внешней тепловой изоляции и установка внешней тепловой изоляции.

После завершения монтажа проводятся испытания системы питания и управления тепловым режимом нагревательного устройства на стапеле с включением нагревателей зон и проверкой работы термопреобразователей.

После завершения испытаний оборудование загружают в корпус реактора, подключают к коммуникациям, проходят испытание нагревательных зон и системы питания и управления тепловым режимом. Начинается нагрев корпуса реактора.

Предполагаемое время подготовки оборудования к отжигу до загрузки его в корпус реактора – один месяц. Собственно продолжительность операции отжига должна составить с учетом основных этапов (нагрев – до 40 часов; изотермическая выдержка ≈ 120–200 часов; охлаждение – до 100 часов) всего: 260÷340 часов (11÷14 суток), что не нарушает сроки проведения регламентных работ на станции.

Заключение

1. Спроектирована установка для проведения отжига швов № 3 и 4 корпуса реактора ВВЭР-1000.

2. Разработана рабочая конструкторская документация нагревательного устройства, системы управления и регистрации теплового режима, обеспечивающих реализацию заданной технологии отжига.

3. Проведено расчетное и экспериментальное обоснование принятых технических решений, ведется изготовление нагревательного устройства, проектирование и испытания вспомогательных устройств и механизмов.

4. Работы проводятся в строгом соответствии с графиком, обеспечивающим готовность технологии и оборудования к проведению первого отжига в 2016–2017 годах (Балаковская АЭС, блок № 1).

Важнейшими направлениями работ по завершению создания установки и подготовки к первому отжигу в рамках Программы являются:

- испытание различных вариантов исполнения, монтажа и демонтажа внешней теплоизоляции корпуса реактора;
- завершение изготовления нагревательного и вспомогательных устройств.

В связи с уникальностью и ответственностью процедуры отжига целесообразно для повышения обоснованности принимаемых решений проведение экспериментов и испытаний оборудования на полномасштабной модели шахты и корпуса реактора ВВЭР-1000 с целью:

- надежного обоснования безопасности использования выбранного режима отжига,
- верификации расчетов теплового и напряженно-деформированного состояния корпуса реактора,
- отладки и адаптации системы управления,
- отработки алгоритмов нейтрализации любых, даже маловероятных, отказов оборудования, поведения обслуживающего персонала,
- определения необходимости дополнительного охлаждения опорных конструкций реактора.

Секция 1. **Безопасная и эффективная эксплуатация АЭС России**

Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт АЭС с ВВЭР, РБМК, БН, ЭГП-6

Эксплуатация АЭС с реакторами ВВЭР

АНАЛИЗ ПРОТЕКАНИЯ ЗАПРОЕКТНЫХ АВАРИЙ И ИХ РАДИАЦИОННЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО СБРОСА ИЗ ГЕРМЕТИЧНЫХ ПОМЕЩЕНИЙ АЭС С ВВЭР

Журбенко А.В., Будаев М.А., Звонарев Ю.А., Лузанова Л.М., Пылёв С.С.
НИЦ «Курчатовский Институт», Москва

Введение

Авария на АЭС «Фукусима-1» побуждает интенсифицировать исследования по повышению устойчивости АЭС к экстремальным внешним воздействиям. В Концерне «Росэнергоатом» разработана программа повышения безопасности действующих российских АЭС. В рамках этой программы разрабатываются дополнительные проектные решения, направленные на повышение безопасности АЭС.

Одним из важных проектных решений является внедрение системы аварийного сброса давления из-под защитной оболочки энергоблоков АЭС с ВВЭР. Повышение давления под защитной оболочкой может быть следствием тяжелой аварии.

1. Постановка задачи

Настоящий доклад подготовлен по материалам отчета «Анализ протекания запроектных аварий для отобранных сценариев для АЭС с ВВЭР-1000», выпущенного в НИЦ «Курчатовский институт», Инв. № 32/1-64-212 от 16.05.2012.

Анализ протекания запроектных аварий (ЗПА) необходим для подготовки исходных данных для проектирования системы аварийного сброса парогазовой смеси из защитной оболочки реакторной установки (ЗО) с целью сохранения целостности четвертого барьера безопасности. В процессе обсуждения технического задания на данную работу было конкретизировано, что под системой аварийного сброса будет пониматься система сброса парогазовой смеси из подкупольного пространства системы защитной оболочки РУ.

Расчетному анализу предшествовал отбор наиболее значимых сценариев для АЭС с ВВЭР-1000 и выбор необходимой номенклатуры исходных данных для проектирования системы аварийного сброса.

На основе анализа результатов выполненных ранее расчетов протекания тяжелых ЗПА на АЭС с РУ ВВЭР-1000 для получения представительных исходных данных для разработки системы аварийного сброса из ЗО был принят следующий сценарий протекания ЗПА:

- разрыв ГЦТ Ду 850 мм полным сечением на входе в реактор, с одновременным отказом всех источников переменного тока включая дизель–генераторы на длительный период (более 72 часов), без вмешательства оперативного персонала.

Данный сценарий протекания запроектной аварии выбирался, исходя из цели получения максимальных значений давления и температуры парогазовой среды в ЗО, а также максимальной скорости образования и общего количества выделившегося водорода, в том числе с учетом внекорпусной стадии аварии и аварийных процессов в бассейне выдержки (БВ) отработавшего топлива.

Эта авария сопровождается полной потерей энергоснабжения АЭС на длительный срок, поэтому происходит не только деградация активной зоны с последующим проплавлением корпуса реактора и выходом расплава в бетонную шахту, но и нарушается отвод тепла от топливных сборок в БВ. С течением времени топливные сборки, находящиеся в БВ, начнут оголяться, что приведет к их разогреву и плавлению. Процессы, происходящие в БВ при обесточивании АЭС, ведут к поступлению сначала значительного количества пара в ЗО, а после того, как начнется оголение топливных сборок – к поступлению водорода.

Для таких аварий момент разрушения корпуса реактора, выход расплава в бетонную шахту и начало взаимодействия расплава с бетоном наступает достаточно быстро. Так как в этом случае взаимодействие расплава с бетоном происходит при высоком уровне энерговыделения, выход газообразных продуктов разложения бетона (пар, водород и т.д.) происходит наиболее интенсивно.

2. Программные средства и рассматриваемые процессы

Расчет параметров теплоносителя, водорода и расплава, поступающих из реакторной установки в защитную оболочку при рассматриваемой аварии, проводился с использованием программного комплекса СОКРАТ. Программный комплекс (код) улучшенной оценки СОКРАТ/В1 [1] разработан в кооперации ряда предприятий отрасли (ВНИИЭФ, ИБРАЭ РАН, РНЦ КИ и СПбАЭП). Программный комплекс предназначен для реалистического анализа поведения РУ ВВЭР при тяжелых авариях с потерей теплоносителя. В нём обеспечивается сквозное моделирование физических процессов на всех этапах развития аварийного процесса с учетом конструктивных особенностей ВВЭР. Физико-математические модели и расчетные модули повышенной точности позволяют согласованным образом описывать широкий спектр теплогидравлических, физико-химических и термомеханических явлений. Выполненные верификационные исследования программного комплекса СОКРАТ/В1 на отечественных и зарубежных экспериментальных данных по отдельным явлениям и на данных интегральных экспериментов подтверждают способность кода адекватно описывать совокупность процессов и явлений, определяющих протекание запроектной аварии в РУ ВВЭР

Использованный в расчётах набор исходных данных для кода СОКРАТ/В1 включал в себя описание как самого реактора, так первого и второго контуров циркуляции теплоносителя.

При расчете параметров парогазовой среды в ЗО при рассматриваемой аварии учитывалось влияние следующих физических процессов:

- истечение теплоносителя и выход водорода через гильотинный разрыв первого контура;
- выход газов при взаимодействии расплава активной зоны с бетоном подреакторной шахты;
- испарение воды бассейна выдержки (БВ) и выход водорода от паро-циркониевой реакции в БВ после его осушения;
- нагрев атмосферы ЗО за счет энерговыделения продуктов деления.

3. Сценарий протекания аварии

Начало моделируемой аварии с большой течью связано с гильотинным разрывом холодной нитки главного циркуляционного трубопровода вблизи входа в реактор. При этом происходит двухстороннее истечение эквивалентным диаметром 850 мм. Одновременно с началом истечения теплоносителя из контура предполагается обесточивание энергоблока и отказ дизель-генераторов, вследствие которого не происходит включения в работу активной части САОЗ, подпитки первого контура, системы теплоотвода в БВ и спринклерной системы. Предполагается, что рассматриваемая авария протекает без вмешательства персонала. Расчет параметров парогазовой среды в ЗО проводился как с учетом работы пассивных каталитических рекомбинаторов водорода, так и без учета их работы. Кроме этого проведены вариантные расчеты для различных значений энерговыделения ТВС, расположенных в бассейне выдержки.

Срабатывание гидроемкостей САОЗ не позволяет предотвратить перегрев активное зоны, так как запас борированной воды в них расходуется за период времени менее одной минуты. Таким образом, невосполнимые потери теплоносителя первого контура приводят к осушению активной зоны, разогреву её и перерастанию аварии в тяжелую фазу.

Через 17 с после начала аварии давление в защитной оболочке достигает первого максимума ~ 0,41 МПа, при этом температура под куполом ЗО равна ~ 210 °С. В дальнейшем давление в ЗО снижается по мере уменьшения расхода из течи РУ и вследствие интенсивной конденсации пара на строительных конструкциях. После того, как в ЗО начинают поступать продукты деления и нагревать парогазовую среду, начинается рост давления в ЗО. Далее рост давления усиливается за счет выхода газов и пара при взаимодействии расплава с бетоном и выхода пара при выкипании воды бассейна выдержки отработавшего топлива.

3.1. Расчет генерации водорода, окиси углерода и пара при взаимодействии кориума с бетоном в шахте реактора

Модулем ГЕФЕСТ кода СОКРАТ/В1 моделируется взаимодействие поступившего из корпуса реактора кориума с бетоном в шахте реактора. При попадании расплава в шахту реактора, происходит его растекание по днищу шахты. Площадь пола бетонной шахты реактора – 30 м^2. Шахта реактора соединяется с помещением где размещается машина для осмотра корпуса реактора, площадь пола которого равна 70 м2. В свою очередь помещение машины для осмотра корпуса реактора соединяется с коридором, площадь, пола которого равна 517 м^2.

Предполагая, что при попадании расплава в бетонную шахту реактора, металлические ворота, установленные между нижней частью шахты реактора и помещением машины для осмотра корпуса реактора, разрушатся от термомеханического воздействия, расплав растечется не только по днищу шахты реактора, но и по полу помещения машины для осмотра корпуса реактора и далее по полу коридора. В результате этого площадь взаимодействия расплава с бетонным полом этих помещений увеличится во много раз по сравнению с площадью пола шахты. Растекание расплава по такой большой поверхности значительно замедлит скорость проплавления бетона в вертикальном направлении. Учитывая то, что толщина бетонного пола ~ 3,5 м, его сквозного проплавления за рассматриваемый интервал времени (5 суток) не наступит, поэтому повреждение ЗО в этом направлении следует считать маловероятным.

3.2. Оценка остаточного энерговыделения продуктов деления, выходящих из кориума при тяжелой аварии.

В ходе развития тяжелой аварии на АЭС с повышением температуры до 2000 – 2800 К происходит деградация активной зоны реактора и выход значительного количества продуктов деления (ПД), накопленных в топливе. В первую очередь имеет место выход так называемых летучих ПД (благородные газы, йод, теллур и цезий), который при очень высоких температурах дополняется выходом ПД средней и слабой летучести за счет их испарения из топливной матрицы и образующегося расплавленного кориума.

Продукты деления, выходящие из топлива при тяжелой аварии, поступают в защитную оболочку, что приводит к нагреву парогазовой среды за счет остаточного энерговыделения ПД.

В ранних работах по теплофизическому моделированию кориума, образующегося в результате деградации активной зоны, предполагалось, что выходят только ле-

тучие компоненты ПД (см., например, [2]). Их остаточное энерговыделение составляло от 30% полной величины остаточного энерговыделения, рассчитанного для всей активной зоны (в течение нескольких часов после начала аварии) до 20% (при длительностях то одних суток и более). Обоснованием такого предположения были общие рекомендации, как например, WASH-1400 [3], основанные на первых экспериментальных работах по исследованию выхода ПД из топливной матрицы.

В последние десятилетия различными экспериментальными группами проведено большое количество тестов по выходу ПД в условиях, характерных для тяжелых аварий (ТА), указывающих на то, что начальная оценка тепловыделения в образующемся кориуме была существенно завышена. Основной предпосылкой для данного утверждения является не учет в ранних работах значимого количества выходящих ПД средней и слабой летучести (Ba, Sb, лантаноидов и т.д.), что приводит к уменьшению мощности остаточного энерговыделения, локализованного в кориуме и соответственно к увеличению энерговыделения ПД, вышедших из него.

В связи с этим можно ожидать более высокого выхода ПД при ТА, чем это содержится в рекомендациях WASH-1400.

Точная оценка доли остаточного энерговыделения, уносимой выходящими ПД, требует детальных расчетов на базе моделей нейтронной физики для цепочек радиоактивного распада и модели выхода ПД. Для приближенной оценки можно использовать имеющиеся обобщенные данные относительно наиболее важных с точки зрения энерговыделения продуктах деления, приведенные в [4-6,7].

Проанализировав все дополнительные поправки к величине энерговыделения, уносимого из кориума за счет предварительного выхода ПД средней и слабой летучести, с оцененной в работе [2] величиной эффекта для высоколетучих компонентов, удалось прийти к заключению, что более реалистической по сравнению с [2] является суммарная оценка выноса энерговыделения на уровне ~ 35-40% от полного энерговыделения. Это коррелирует с оценкой МАГАТЭ [8], где аналогичная величина для реакторов PWR и BWR оценивается значением 30-40 %.

3.3. Расчет выхода массы и энергии парогазовой среды из бассейна выдержки.

При расчетах выхода массы и энергии парогазовой среды из бассейна выдержки (БВ) принималось, что масса воды в нем равна 300 т, начальная температура воды равна 60 °С. Остаточное энерговыделение кассет, находящихся в БВ блока №1 Балаковской АЭС, равно 0,6142 МВт, в БВ блока №2 – 0,4988 МВт, в БВ блока №3 – 1,2019 МВт, в БВ блока №4 – 1,0064 МВт [9]. Расчеты проводились для двух значений суммарного энерговыделения кассет, находящихся в БВ – 1,2 МВт и 0,6 МВт, что соответствует энерговыделению в БВ блока №3 и блока №1. Дополнительно был проведен расчет для энерговыделения в БВ равного 3,6 МВт (увеличенное в 3 раза энерговыделение в БВ блока №3).

В базовом варианте (Вариант 1) расчета изменения параметров парогазовой среды в ЗО АЭС, учитывались следующие источники поступления массы и энергии в ЗО:

- истечение теплоносителя и выход водорода через гильотинный разрыв первого контура;
- выход пара, водорода и окиси углерода при взаимодействии расплав-бетон в шахте реактора;
- испарение БВ при энерговыделении в БВ - 1,2 МВт;
- прогрев атмосферы ЗО за счет энерговыделения ПД;
- работа рекомбинаторов.

Дополнительно были проведены расчеты параметров среды в защитной оболочке для следующих вариантов:

Вариант 1а

- истечение теплоносителя и выход водорода через гильотинный разрыв первого контура;
- выход пара, водорода и окиси углерода при взаимодействии расплав-бетон в шахте реактора;
- испарение БВ при энерговыделении в БВ - 1,2 МВт;
- прогрев атмосферы ЗО за счет энерговыделения ПД;

Вариант 2

- истечение теплоносителя и выход водорода через гильотинный разрыв первого контура;
- выход пара, водорода и окиси углерода при взаимодействии расплав-бетон в шахте реактора;
- испарение БВ при энерговыделении в БВ – 0,6 МВт;
- прогрев атмосферы ЗО за счет энерговыделения ПД;
- работа рекомбинаторов.

Вариант 2а

- истечение теплоносителя и выход водорода через гильотинный разрыв первого контура;
- выход пара, водорода и окиси углерода при взаимодействии расплав-бетон в шахте реактора;
- испарение БВ при энерговыделении в БВ – 0,6 МВт;
- прогрев атмосферы ЗО за счет энерговыделения ПД;

Вариант 3

- истечение теплоносителя и выход водорода через гильотинный разрыв первого контура;
- выход пара, водорода и окиси углерода при взаимодействии расплав-бетон в шахте реактора;
- испарение БВ при энерговыделении в БВ – 3,6 МВт;
- прогрев атмосферы ЗО за счет энерговыделения ПД;
- работа рекомбинаторов.

В таблице 3.5 приведены значения времени достижения давления 0,5 МПа в защитной оболочке для рассмотренных вариантов расчета.

Таблица 3.5. Временя достижения давления 0,5 МПа в защитной оболочке

№ варианта	Время, сек /часы/сутки
1 (базовый)	187762 /52,16/2,17
1а	171174 /47,55/1,96
2	301478 /83,74/3,49
2а	234972/ 65,27/2,72
3	83650 /23,24/0,97

4. Заключение

В рамках работы по расчетному анализу протекания запроектной аварии для проектирования системы аварийного сброса из защитной оболочки АЭС с ВВЭР проведено расчетное моделирование процессов в РУ В-320 на примере блока № 1 Балаковской АЭС для наиболее представительного сценария ЗПА с плавлением активной зоны:

- разрыв холодной нитки ГЦТ Ду 850 мм полным сечением на входе в реактор с двухсторонним истечением теплоносителя с полным обесточиванием.

Получены данные по выходу массы и энергии теплоносителя и водорода из РУ в объем ЗО, выходу массы пара, водорода и окиси углерода и их температуры при взаимодействии кориума с бетоном в шахте реактора. Рассчитаны давление, температура и объемные кон-

центрации водорода и кислорода в помещениях ЗО при рассматриваемой аварии.

Результаты проведенных расчетов показали, что давление в защитной оболочке АЭС с В-320 при рассмотренной аварии достигает значения 0,5 МПА за время 1–3,5 суток в зависимости от значения энерговыделения ТВС, находящихся в бассейне выдержки. Этот факт говорит о возможности нарушения четвертого барьера безопасности и необходимости создания системы аварийного сброса среды из ЗО.

Представленные в отчете результаты расчета параметров парогазовой среды в ЗО при тяжелой запроектной аварии служат исходными данными для проектирования системы фильтрации и аварийного сброса среды из ЗО.

Список использованных источников

1. Расчетный код СОКРАТ В1. Аттестационный паспорт программного средства № 275 от 13 мая 2010 г.

2. Реакторная установка В-338. Перечень наиболее важных исходных данных для расчетов относящихся к реакторной установке:: отчет / ОАО ОКБ "ГИДРОПРЕСС"; рук.: Филь Н.С. исполн.: Журавлев В.Н. – Подольск, 1994. – Инв. № 338-ПР-013.

3. USNRC, «Reactor Safety Study - An Assessment of Accident Risks in U.S. Commercial Nuclear Power Plants,» WASH-1400 (NUREG-75/014), October 1975

4. H.Albrecht, "Release of fission and activation products at LWR core-melt: Final report of the SASCHA program", report KFK 4264, Kernforschunszentrum Karlsruhe, Germany, June 1987.

5. B.Andre, G. Ducros, J.P.Leveque, M.F.Osborne, R.A.Lorenz, D.Maro "Fission product releases at severe Light Water reactor accident conditions: ORNL/CEA measurements versus calculations" Nuclear Technology, v. 114, 1996.

6. A. Mathiot, G.Le Marois, R.Warlop, "Analysis of fission product release during a simulated severe fuel damage accident : the HEVA programme", IAEA technical comitte on water fuel behavior and fission product release in off-normal and accident conditions, Vienna, Austria, November 10-13, 1986.

7. G. Brillant, C. Marchetto and W. Plumecocq, "Ruthenium release from fuel in accident conditions", Radiochim. Acta 98, 267–275 (2010).

8. «Approaches and Tools for Severe Accident Analysis for Nuclear Power Plants», Safety Reports Series № 56, International Atomic Agency, Vienna, 2008.

9. Письмо Балаковской АЭС от 03.04.2012 №ОИТПЭ-1-04/5362, вход. № ф-1299 от 04.04.2012.

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПЕРИОД ПЕРЕХОДА ЭНЕРГОБЛОКОВ С ВВЭР-1000 НА 18-ТИ МЕСЯЧНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ КАМПАНИИ С УЧЁТОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МОЩНОСТИ 104% НОМИНАЛЬНОЙ

Айдемиров О.А., Рябинин Ю.А.
ОАО «Концерн Росэнергоатом», г. Москва
Аркадов Г.В., Орлов В.И.
ОАО «ВНИИАЭС», г. Москва

В настоящее время на российских АЭС с ВВЭР-1000 (кроме блока №5 Нововоронежской АЭС) в соответствии с Программой увеличения выработки электроэнергии АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» на 2007-2015 годы осуществляется переход на 18-ти месячный топливный цикл и проводится опытно-промышленная эксплуатация энергоблоков на мощности 104% номинальной.

Внедряемые топливные циклы разработаны НИЦ «Курчатовский институт» с использованием двух конструкций ТВС – ТВС-2М и ТВСА-PLUS с увеличенной массой топлива. Для реализации топливных загрузок требуемой длительности используется топливо повышенного (до 5%) обогащения и при перегрузках загружается больше 1/3 активной зоны «свежих» ТВС, поэтому часть ТВС находится в активной зоне две топливные кампании.

Перевод энергоблоков с ВВЭР-1000 в 18-ти месячный топливный цикл начался с блока №1 Балаковской АЭС после ППР 2008 года, опытно-промышленная эксплуатация на повышенной мощности началась на блоке №2 Балаковской АЭС также после ППР 2008 года.

Накопленный опыт позволяет говорить о некоторых трудностях, которые имеют место при эксплуатации очередных топливных загрузок. Топливная загрузка 18-ти месячного топливного цикла имеет существенно больший запас реактивности в начале кампании, чем топливная загрузка длительностью около 320 суток. Поэтому для удовлетворения требования НП-082-07 по неположительности суммарного коэффициента реактивности по температуре теплоносителя и температуре топлива во всех критических состояниях, в частности, на МКУ мощности в начале кампании, используются ТВС с большим количеством выгорающего поглотителя интегрированного в топливо (до 24 твэгов) и большей концентрацией Gd_2O_3 (до 8%).

Во второй половине топливной кампании гадолиний выгорает и происходит перераспределение энерговыделения в ТВС, что на практике приводит к достижению предельных значений объёмного коэффициента неравномерности энерговыделения (K_v) и линейного энерговыделения (Q_l) в верхней части активной зоны и может приводить к снижению мощности энергоблока. Решение проблемы возможно путём увеличения предельных значений лимитных кривых линейного энерговыделения твэл, как в зависимости от высоты активной зоны, так и в зависимости от глубины выгорания снижением инженерных коэффициентов запаса, а также отказ от ограничений энерговыделения по K_v и переход на контроль по локальным параметрам. Целесообразно также проанализировать эффективность решения данного вопроса путём профилирования по высоте обогащения топлива и (или) концентрации интегрированного в топливо поглотителя.

Следующим важным вопросом, который встанет в ближайшее время перед АЭС – это вопрос вывоза ОТВС 18-ти месячного топливного цикла. Данные сборки имеют большую массу топлива и большую глубину выгорания за счёт значительно большего начального обогащения по урану-235, что обуславливает их более высокие радиационные характеристики и остаточное энерговыделение. Это приводит к увеличению необходимого времени выдержки ОТВС в прореакторных БВ и уменьшению свободного объема БВ, который в соответствии с НП-061-05 должен вмещать полную выгрузку активной зоны на любой момент эксплуатации.

Другой стороной внедрения 18-ти месячного топливного цикла является экономическая. Очевидно, что в этом случае затраты как на «свежее» топливо, так и на вывоз ОЯТ увеличиваются и поэтому меняется структура затрат при производстве электроэнергии.

Отметим, что внедрение указанного режима топливоиспользования, который характеризуется большей величиной КИУМ, приводит к уменьшению средней глубины выгорания выгружаемого топлива, приведённой к одинаковому обогащению, увеличению удельного расхода природного урана и топливной составляющей себестоимости электроэнергии. Наиболее эффективным топливным циклом с точки зрения трёх последних показателей является топливный цикл, разработанный НИЦ «Курчатовский институт» с пятикратной перегрузкой топлива (пятигодичный топливный цикл). Однако указанные показатели, в отличие от себестоимости электроэнергии, не учитывают структуру затрат при производстве электроэнергии.

В ОАО «ВНИИАЭС» разработан подход, принятый ОАО «Концерн Росэнергоатом» для сравнительного анализа эффективности топливных циклов по себестоимости электроэнергии. В данном подходе затраты на производство электроэнергии делятся условно на четыре части [1]:

$$S = S_{\text{Т}} + S_{\text{О}} + S_{\text{Р}} + S_{\text{Э}} \qquad (1)$$

$S_{\text{Т}}$ - затраты связанные с закупкой свежего топлива;
$S_{\text{О}}$ - затраты на вывоз ОЯТ;
$S_{\text{Р}}$ -затраты связанные с проведением ППР;
$S_{\text{Э}}$ – эксплуатационные затраты за кампанию, где

$$S_{э} = \frac{S_{э}^{год}}{365}(T_{кал} + T_{п})$$

$S_{э}^{год}$ - эксплуатационные затраты на энергоблок в год;
$T_{кал}$ - календарная длительность топливной загрузки;
$T_{п}$- длительность проведения ППР.

Тогда себестоимость электроэнергии определяется из выражения:

$$C = \frac{S}{N_{н}^{эл} \cdot T_{эфф}} = C_T + C_O + C_P + C_Э \qquad (2)$$

$N_{н}^{эл}$ - номинальная электрическая мощность блока;
$T_{эфф}$ - длительность кампании в эффективных сутках.

Работа на повышенной мощности учитывается в формуле (2), т.к. под эффективными сутками понимается длительность кампании, приведённая к работе на номинальной мощности.

Приведённые с использованием данного подхода сравнительные оценки пятигодичного и 18-ти месячного топливных циклов по относительным значениям себестоимости электроэнергии [1] показали, что 18-ти месячный топливный цикл имеет меньшее значение себестоимости электроэнергии на ~5% за счёт большей выработки электроэнергии (за счёт большего КИУМ) при существующей в настоящее время структуре затрат.

В течение времени структура затрат при производстве электроэнергии может меняться, тогда будет меняться и отношение себестоимостей электроэнергии рассматриваемых топливных циклов.

Сначала рассмотрим изменение данного отношения только при изменении стоимости «свежего» топлива. Для этого введём коэффициент удорожания топлива ($K_{т}$) по отношению к существующим затратам на топливо. Например, увеличилась стоимость ТВС в два раза, значит затраты на топливо в любом топливном цикле с данной конструкцией ТВС увеличились в два раза. Очевидно, что зависимость себестоимости электроэнергии от коэффициента удорожания топлива при фиксированных остальных параметрах модели (1)-(2) является линейной функцией, тогда отношение себестоимостей имеет вид равносторонней гиперболы относительно $K_{т}$:

$$f(K_T) = \frac{mK_T + n}{pK_T + q} \qquad (3)$$

На рисунке 1 в относительных единицах приведено изменение отношения себестоимостей электроэнергии рассматриваемых топливных циклов от коэффициента удорожания топлива. Т.е. при коэффициенте удорожания топлива больше ~ 2,0 себестоимость электроэнергии в пятигодичном топливном цикле будет меньше себестоимости в 18-ти месячном топливном цикле (при $K_{т}$=1- существующая в настоящее время структура затрат).

Однако в реальности все составляющие модели (1)-(2) могут изменяться со временем. Введём следующие коэффициенты удорожания:

$K_{Т}$ - коэффициент удорожания «свежего» топлива;
$K_{О}$ - коэффициент удорожания вывоза ОЯТ;
$K_{Р}$ - коэффициент удорожания затрат на ремонт;
$K_{Э}$ - коэффициент удорожания эксплуатационных затрат.

Считаем, что эти коэффициенты не зависят от топливного цикла.

Свернём модель (1)-(2) к двум слагаемым: слагаемое, зависящее от топлива и слагаемое, зависящее от эксплуатации.

Обозначим:

$C_{T.O.}^{H} = C_{T}^{H} + C_{O}^{H}$; $C_{Р.Э.}^{H} = C_{P}^{H} + C_{Э}^{H}$; тогда

$C^{H} = C_{T.O.}^{H} + C_{Р.Э.}^{H}$

Индекс «н» вверху обозначает настоящий момент, на который известна структура затрат.

Тогда для изменившейся структуры затрат:

$$C_{T.O.} = K_T \cdot C_T^H + K_O C_O^H = K_{T.O.} C_{T.O.}^H$$

$$C_{Р.Э.} = K_P C_P^H + K_Э C_Э^H = K_{Р.Э.} \cdot C_{Р.Э.}^H$$

где $K_{T.O.} = \frac{K_T \cdot C_T^H + K_O \cdot C_O^H}{C_T^H + C_O^H}$; $K_{Р.Э.} = \frac{K_P \cdot C_P^H + K_Э \cdot C_Э^H}{C_P^H + C_Э^H}$

$K_{Т.О.}$ – коэффициент удорожания, связанный с топливом;

$K_{Р.Э.}$ – коэффициент удорожания, связанный с ремонтно-эксплуатационными затратами.

Таким образом:

$$C = K_{T.O.} \cdot C_{T.O.}^H + K_{Р.Э.} \cdot C_{Р.Э.}^H = C_{T.O.} + C_{Р.Э.}$$

Обозначим $K = \frac{K_{T.O.}}{K_{Р.Э.}}$ и запишем уравнения для себестоимостей пятигодичного и 18-ти месячного топливных циклов:

$$C^5 = K_{T.O.} \cdot C_{T.O.}^{H(5)} + K_{Р.Э.} \cdot C_{Р.Э.}^{H(5)} \qquad (4)$$

$$C^{18} = K_{T.O.} \cdot C_{T.O.}^{H(18)} + K_{Р.Э.} \cdot C_{Р.Э.}^{H(18)} \qquad (5)$$

Уравнение (4) разделим на $K_{Р.Э.}$, уравнение (5) разделим на $K_{Т.О.}$

После простых преобразований получим:

$$\frac{C^5}{C^{18}} = \frac{K \cdot C_{T.O.}^{H(5)} + C_{Р.Э.}^{H(5)}}{K \cdot C_{T.O.}^{H(18)} + C_{Р.Э.}^{H(18)}} \qquad (6)$$

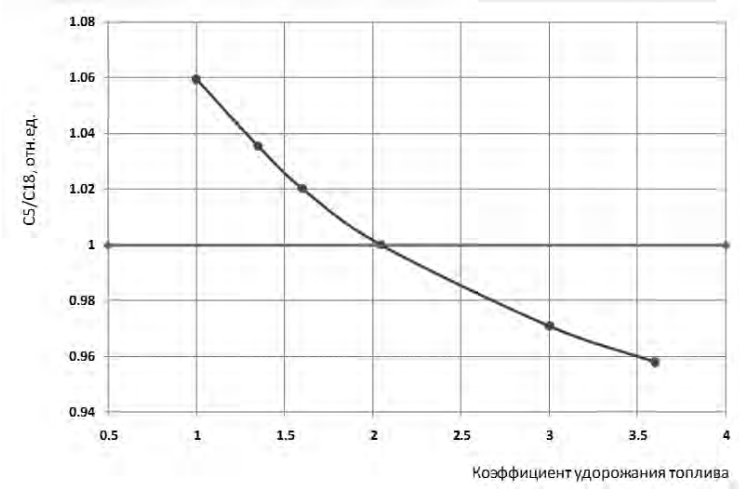


Рис. 1. Изменение отношения себестоимостей в пятигодичном и 18-ти месячном топливных циклах от коэффициента удорожания топлива

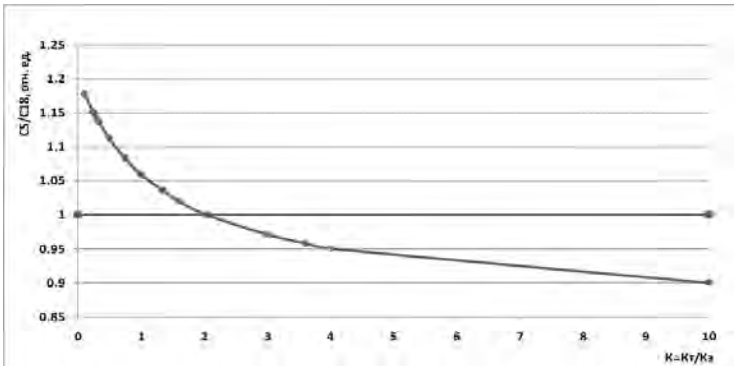


Рис. 2. Изменение отношения себестоимостей электроэнергии в пятигодичном и 18-ти месячном топливных циклах от изменения структуры затрат при производстве электроэнергии

Полученное отношение (6) имеет вид функции (3) относительно K.

Построим зависимость $\frac{C^5}{C^{18}}$ от K при известных начальных значениях $C_{T.O.}^{H(5)}$; $C_{P.Э.}^{H(5)}$; $C_{T.O.}^{H(18)}$; $C_{P.Э.}^{H(18)}$, т.е. при известных и соответствующих настоящему времени слагаемых формулы (1), которые определяют форму гиперболы. На рисунке 2 приведён график полученной зависимости. Так как исходные данные для рисунков 1 и 2 одинаковые, то идентичные точки по отношению к аргументам у них совпадают, в частности $\frac{C^5}{C^{18}}=1$ при K≈2,0; при K=1 (существующая структура затрат) $\frac{C^5}{C^{18}} \approx 1{,}6$. Отметим, что в формуле (6) коэффициент K может быть равен единице не только при начальной структуре затрат, но и в случае, если все коэффициенты удорожания увеличиваются в одинаковое количество раз. В этом случае себестоимость электроэнергии увеличивается в данное количество раз для всех рассматриваемых топливных циклов, отношения же себестоимостей не изменяются, т.е. эффективность сравниваемых топливных циклов не изменяется со временем. Кроме того если эксплуатационные затраты много больше затрат на топливо получаем, что $\frac{C^5}{C^{18}}$ соответствует отношению эксплуатационных затрат, при затратах на топливо много больше эксплуатационных затрат — $\frac{C^5}{C^{18}}$ соответствует отношению затрат на топливо.

За последние годы структура затрат при производстве электроэнергии в ОАО «Концерн Росэнергоатом» значительно не изменилась, поэтому в настоящее время 18-ти месячный топливный цикл остаётся экономичнее пятигодичного топливного цикла. Однако если в будущем рост затрат на «свежее» топливо и на вывоз ОЯТ будет значительно опережать рост других составляющих затрат и их соотношение увеличится более чем в два раза по отношению к существующему, то пятигодичный топливный цикл станет экономичнее 18-ти месячного топливного цикла.

Отметим, что в данной статье приведены оценочные расчёты, показаны тенденции изменения соотношений себестоимостей электроэнергии для различных топливных циклов при изменении структуры затрат при производстве электроэнергии. Для получения более точных численных значений требуется проведение соответствующих расчётов с уточнёнными исходными данными.

Таким образом, рассмотренный подход позволяет не только проводить сравнительный анализ топливных циклов по относительной себестоимости электроэнергии и выбирать топливный цикл, имеющий меньшую себестоимость электроэнергии на текущий момент, но и прогнозировать поведение отношения себестоимостей различных топливных циклов при изменении структуры затрат с течением времени.

Список литературы

1. Журнал «РЭА», стр. 32-35, № 9, 2011.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТВС-2М НА ДЕЙСТВУЮЩИХ АЭС С ВВЭР-1000. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОНСТРУКЦИИ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АКТИВНОЙ ЗОНЫ

Васильченко И.Н., Кушманов С.А., Медведев В.С., Коноплев Д.В.
ОКБ «ГИДРОПРЕСС», г. Подольск

Введение

Новое российское топливо – совокупность конструктивных и технологических усовершенствований, проведенных с конца 90-х годов и нашедших оформление в облике тепловыделяющих сборок ТВС-2 (2М), на базе которых разработаны универсальные топливные циклы. ТВС-2 (2М) стала прототипом для нового проекта ТВС АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ.

ТВС-2 (2М) разрабатывалась не одновременно с проектом РУ, а независимо, с адаптацией к условиям уже работающих блоков с целью снижения топливной составляющей эксплуатационных затрат и сохранения топливного рынка ВВЭР за российским поставщиком.

Актуальной задачей, стоящей перед эксплуатирующей организацией, является увеличение КИУМ действующих энергоблоков. На решение данной задачи направлен целый комплекс мероприятий, а именно: увеличение мощности действующих энергоблоков, внедрение 18-месячных топливных циклов, улучшение эксплуатационных свойств. Параллельной задачей является снижение удельного расхода природного урана. Это возможно при модернизации конструкции ТВС и проекта РУ. В частности, в ТВС-2М это решено увеличением загрузки топлива и обогащения топлива, а в проекте РУ проведены соответствующие модернизации и обоснования для повышения надежности при обращении и эксплуатации.

Основные конструкторские решения бесчехловой ТВС-2М реактора ВВЭР-1000 приведены на рисунке и заключаются в следующем:

- повышенная загрузка топлива;
- возможность реализации различных топливных циклов;
- геометрическая стабильность при эксплуатации;
- применение аксиальных бланкетов;
- совместимость с предшествующими конструкциями ТВС, подтверждѐнная опытом эксплуатации;
- повышенные вертикальные скорости перегрузки с обеспечением надежности при ТТО;
- отсутствие фреттинг-износа твэл;
- высокая эксплуатационная надежность, фактическая реализация концепции нулевого дефекта, отсутствие механических повреждений при эксплуатации;
- максимальное эффективное время эксплуатации – 40000 эфф. ч.;
- допустимая глубина выгорания топлива по ТВС-2М – до 68 МВт·сут/кг U

По внешней конфигурации и конструкции отдельных элементов она является эволюционным развитием предшествующих модификаций бесчехловых ТВС. Новое качество обеспечено модернизацией решеток и сваркой их к направляющим каналам ТВС. Такая конструкция в российском исполнении имеет значительные преимущества по сравнению со всеми другими аналогами и с учетом опыта эксплуатации является базовой для новых проектов РУ с реактором типа ВВЭР-1000.

Результаты эксплуатации ТВС-2М

Внедрение ТВС-2 и планомерная замена ими УТВС привели к следующему: время падения ОР СУЗ в активной зоне стабилизировалось и максимальное значение не превышало 2,5 с (среднее – менее 2,0 с); усилия перемещения ОР СУЗ снизились и максимальное значение не превышает 6 кгс в начале кампании (среднее – менее 3 кгс); усилия установки-извлечения ТВС в активной зоне существенно снизились и в настоящее время ТТО проводится при весовых уставках 75 кгс. Достигнут КИУМ – 90%.



ТВС-2М

За время ОПЭ и в дальнейшем ни одна ТВС не была повреждена в процессе ТТО, что, как минимум, позволяет утверждать, что конструкция ТВС-2М как для существующих блоков, так и для вновь проектируемых является не только формоустойчивой, но и малоуязвимой конструкцией при обращении.

Одновременно с этим внедряется новый тип ТВС-2М – без бланкетов. (Бланкет – часть топливного столба с естественным обогащением по U235 (~0,7%). Установка ТВС-2М с бланкетами необходима для постепенного перехода на удлиненный топливный столб). Цель этого перехода – увеличить длительность топливного цикла с одновременным повышением мощности РУ до 104% Nном.

Переход на повышенную мощность до 104% Nном был осуществлен без изменений эксплуатационных ограничений по активной зоне.

С целью обеспечения быстрого перевода блока № 2 Ростовской АЭС на эксплуатацию в 18-месячном топливном цикле на уровне мощности 104% Nном активная зона с первой топливной загрузки блока № 2 была сразу сформирована из ТВС-2М без бланкетов.

В 2011 году на эксплуатацию в активной зоне блока № 1 АЭС «Тяньвань» установлены пилотные ТВС-2М при работе в топливном цикле 41 год с мощностью 100% Nном. В настоящее время ведутся работы по обоснованию перевода блоков № 1 и 2 АЭС «Тяньвань» на эксплуатацию в топливном цикле 31,5 года на мощности 100% Nном. Внедрение ТВС-2М на блоках планируется начать с 8 топливных загрузок (в 2014 году). Планируется также пуск блоков № 3 и № 4 АЭС «Тяньвань» с ТВС-2М с первых загрузок.

Разработаны два типа перемешивающих решеток:

- турбулизующая решѐтка «Вихрь» (для увеличения КТП, т.е. повышения запаса до кризиса теплообмена);
- перемешивающая решѐтка «Секторная прогонка» (для выравнивания энтальпии по сечению ТВС).

На блоке № 4 Балаковской АЭС проводится опытно-промышленная эксплуатация ТВС-2М, в которых при-

менены антидебризный фильтр и перемешивающие решетки. Конструкция антидебризного фильтра выполнена в виде наклонных перфорированных пластин, является технологичной и эффективной для повышения надежности ТВС от дебриз-повреждений. Перемешивающая решетка также является новым элементом, имеет сотовую конструкцию. Устанавливается для получения опыта эксплуатации при переходе на повышенный уровень мощности. В процессе эксплуатации замечаний по работе активной зоны с ТВС-2М, содержащими перемешивающие решѐтки и антидебрисный фильтр, выявлено не было. Для оценки положительного влияния требуется расширение опытной эксплуатации ТВС-2М с антидебризным фильтром и перемешивающими решетками.

На блоке № 2 Балаковской АЭС в 2012 году будут установлены на опытно-промышленную эксплуатацию три ТВС-2М с опытными твэлами из сплавов Э110М, Э125, Э635М. По результатам проведения ОПЭ, а также по результатам послереакторных исследований будет приниматься решение о применении того или иного сплава в качестве материала оболочек твэлов.

С целью обеспечения точности контроля энерговыделения в активной зоне с увеличенной высотой топливного столба, а также с целью более надежной реализации функций защиты по локальным параметрам проводится оптимизация расположения датчиков энерговыделения в активной зоне.

Начиная с 2011 года на действующих АЭС проводится модернизация СВРК, обеспечивающая точный и надежный контроль за энерговыделением в активной зоне с учетом разновысотных топливных столбов в рядом стоящих ТВС-2М (с бланкетами и без бланкетов).

На блоке № 1 Балаковской АЭС в 2011 году установлены четыре КНИТ, в которых совмещен термоконтроль и контроль энерговыделения в активной зоне аналогично современным проектам (зарубежные проекты АЭС с ВВЭР, АЭС-2006).

В настоящее время проводится комплекс работ по корректировке проектных ограничений на линейное энерговыделение для твэлов и твэгов в верхней части активной зоны (корректировка лимитной кривой), включающий: вариантные нейтронно-физические расчеты и выбор формы лимитной кривой; разработка обоснования безопасной эксплуатации и корректировка ТОБ РУ и ТОБ АС. По результатам проведения опытной эксплуатации с новой лимитной кривой на одном блоке будет рассмотрена возможность ее применения на других блоках АЭС с ВВЭР-1000.

Актуальные задачи дальнейшего развития конструкции и топливных циклов:

- внедрение в опытно-промышленную эксплуатацию ТВС-4 с увеличенной ураноемкостью (применение топливных таблеток с наружным диаметром 7,8 мм без центрального отверстия);
- внедрение ТВС с упрощенной возможностью извлечения твэлов;
- осевое профилирование топлива и выгорающего поглотителя;
- реализация топливных циклов с выгоранием топлива более 60 МВтсут/кг U.

Выводы

Базовая конструкция ТВС-2М имеет положительный опыт эксплуатации и является надежной базовой ТВС для использования в новых проектах АЭС с ВВЭР и дальнейших усовершенствований.

ОБОСНОВАНИЕ КОНЦЕПЦИИ «НУЛЕВОГО ДЕФЕКТА ТВЭЛОВ» И ВНЕДРЕНИЕ НА АЭС ТЕХНОЛОГИИ ОБРАЩЕНИЯ С ЯДЕРНЫМ ТОПЛИВОМ ДЛЯ ЕЁ ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Шестаков Ю.М., Семёновых А.С.
ОАО «ВНИИАЭС», Москва

Концепция «нулевого дефекта твэлов» заключается в сокращении количества разгерметизирующихся в процессе эксплуатации твэлов до достигнутого в ведущих в атомной энергетике странах уровня (10^{-6}-10^{-5} негерметичных твэлов, т.е. один негерметичный твэл приходится на 10^5-10^6 герметичных) и недопущении к дальнейшей эксплуатации тепловыделяющих сборок (ТВС) с негерметичными оболочками твэлов, в том числе с дефектами типа «газовой неплотности», с минимизацией выхода радиоактивных продуктов деления из твэлов и, тем самым, уменьшением количества образующихся радиоактивных отходов и выхода радионуклидов в окружающую среду. В настоящее время такая концепция реализуется во всех ведущих в атомной энергетике странах мира.

Первым этапом внедрения концепции «нулевого дефекта твэлов» является технико-экономическое обоснование необходимости и путей её реализации на атомных станциях данного типа. Анализ затрат при повреждении топлива показывает, что образование сквозных повреждений в оболочках твэлов приводит к финансовым потерям. В случае проведения контроля герметичности оболочек (КГО) твэлов с последующей выгрузкой или ремонтом ТВС, содержащих негерметичные твэлы, основными компонентами издержек являются: базовая стоимость КГО и расходы на КГО, зависящие от уровня излучения от ТВС; потери в результате сверх запланированного простоя энергоблока из-за необходимости проведения КГО; базовая стоимость ремонта ТВС и дополнительные расходы на ремонт ТВС, зависящие от уровня излучения от ТВС; потери в результате сверх запланированного простоя энергоблока из-за необходимости ремонта ТВС; прирост стоимости хранения ЯТ в бассейне выдержки за счет досрочно выгружаемых ТВС; убытки от недовыработки электроэнергии отказавшими ТВС; стоимость перерасчета топливной загрузки и потери от снижения оптимальности топливной загрузки; затраты на выяснение причин разгерметизации твэлов; затраты на обращение с радиоактивными отходами (РАО).

Если в активной зоне продолжают эксплуатироваться ТВС с негерметичными твэлами, то возможны финансовые потери из-за уменьшения энерговыработки за счет: внеплановых остановов энергоблока из-за превышения эксплуатационного предела (ЭП) по герметичности твэлов; работы реакторной установки на пониженном уровне мощности; ограничений на маневренность энергоблока; увеличения расхода теплоносителя на очистку на фильтрах СВО; задержки начала плановых ремонтных работ вследствие отложенного разуплотнения реактора из соображений радиационной безопасности; внепланового останова энергоблока вследствие достижения ЭП по активности радионуклидов йода в теплоносителе первого контура; затрат на обращение с РАО.

Предварительный анализ показывает, что действующие АЭС с реакторами ЭГП и БН технически и экономически фактически работают в соответствии с концепцией «нулевого дефекта твэлов». На большинстве

АЭС с реакторами РБМК и ВВЭР «концепция нулевого дефекта твэлов» может быть внедрена после технико-экономического анализа оптимальных путей её реализации для каждого вида топлива и реакторных установок а также проведения работ по внедрению на АЭС технологии обращения с ядерным топливом для её обеспечения. Такие работы включают: анализ надежности и устранение причин разгерметизации твэлов; усовершенствование систем КГО твэлов и систем хранения и обращения с отработавшим ядерным топливом с негерметичными твэлами согласно требованиям концепции «нулевого дефекта твэлов».

1. Обращение с топливом РБМК-1000

Для реакторов типа РБМК придерживание концепции «нулевого дефекта твэлов» означает, что все ТВС с негерметичными твэлами после обнаружения их негерметичности с помощью поканальной системы КГО твэлов при работе реактора на мощности сразу выгружаются из реактора и помещаются в гермопеналы. С внедрением в процессе реконструкции систем продувки тупиковых зон (СПТЗ) раздаточных групповых коллекторов (РГК) надежность твэлов РБМК-1000 повысилась (такими системами в настоящее время не оснащены только энергоблоки № 1 и 2 Курской АЭС). На энергоблоках с реакторами типа РБМК-1000 в 2011 году разгерметизировалось от $4{,}0\cdot10^{-4}$ (Смоленская и Ленинградская АЭС) до $6{,}4\cdot10^{-4}$ твэлов (Курская АЭС, рис. 1). Вместе с тем, это хуже требуемого уровня надежности твэлов (10^{-6}-10^{-5} негерметичных твэлов). Причем, в последние годы количество разгерметизаций твэлов по сравнению с минимальным уровнем, достигнутым в 2004-2007 годах, снова возросло. Требуется проведение работ по анализу и устранению причин такой тенденции.

Несмотря на это, атомные станции с реакторами РБМК-1000 близки к реализации концепции «нулевого дефекта» твэлов. Это связано с особенностями конструкции РБМК-1000, позволяющей обнаруживать и выгружать из реактора ТВС с негерметичными твэлами в процессе его работы.

В настоящее время завершается модернизация поканальной и пробоотборной систем КГО твэлов РБМК-1000 с переводом их на современные цифровые методы регистрации и обработки информации, позволяющие управлять этими системами, регистрировать и обрабатывать информацию в автоматизированном режиме. Энергоблоки оснащаются аппаратурой автоматического измерения удельной активности ^{131}**I** в теплоносителе КМПЦ. Для реализации концепции «нулевого дефекта» необходимо завершение этих работ:

- аттестация и перевод модернизированных систем КГО твэлов в разряд штатных;
- доработка и перевод аппаратуры автоматического измерения удельной активности ^{131}**I** в теплоносителе КМПЦ из разряда индикаторной в разряд измерительной.

Нами разработана нормативная база для внедрения этих систем. Разработана и аттестована «Типовая методика радиационного контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов на основе автоматизированной системы» для РБМК-1000 [1]. Эта методика устанавливает методы измерений, способы обработки и анализа информации, а также предоставления результатов в процессе мониторинга герметичности оболочек тепловыделяющих элементов реакторов типа РБМК-1000, с применением:

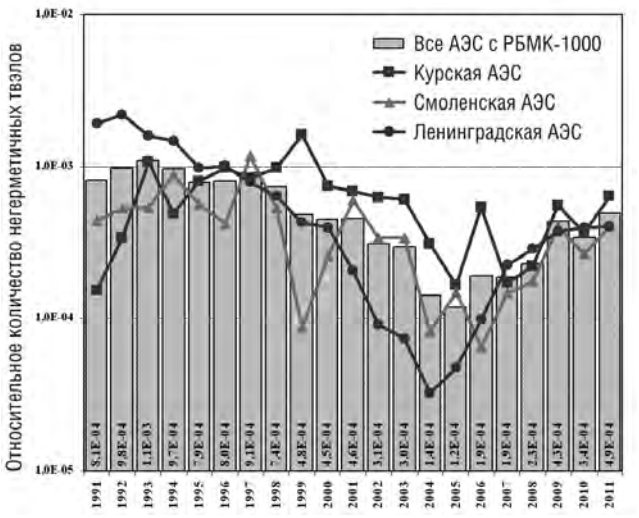


Рис. 1. Уровень эксплуатационной надежности твэлов РБМК-1000

- автоматизированной системы контроля герметичности оболочек твэлов (АСКГО);
- послереакторного испытания тепловыделяющих сборок в пеналах бассейна выдержки.

Кроме того, методика устанавливает требования к контролю эксплуатационных пределов и пределов безопасной эксплуатации по удельной активности ^{131}**I** в теплоносителе контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ), который обеспечивается применением:

- аппаратуры автоматического измерения удельной активности ^{131}**I** в теплоносителе;
- метода лабораторного определения удельной активности ^{131}**I** в пробах теплоносителя с помощью гамма-спектрометрического комплекса.

Несмотря на явные достижения, пока еще нерешенными и крайне актуальными задачами для АС с реакторами РБМК являются:

- внедрение новых и/или (при возможности) перевод действующих автоматизированных систем измерения активности КМПЦ из разряда индикаторных в разряд измерительных;
- объединение различных автоматизированных систем КГО твэлов и измерения удельных активностей радионуклидов в теплоносителе КМПЦ в единую информационную систему с остальными системами контроля радиационной безопасности и АСУ ТП, с выводом необходимой информации на БЩУ и персоналу АС и передачей в кризисный центр ОАО «Концерн Росэнергоатом» с целью своевременного принятия мер по предотвращению развития событий до стадии нарушений в работе и тем более до радиационных аварий.

Принятие решения о выгрузке из реактора ТВС с негерметичным твэлом из реактора в настоящее время производится в течение нескольких суток после обнаружения негерметичности. В течение всего этого времени в теплоноситель выходят не только радионуклиды йода, но и загрязняющие КМПЦ и формирующие радиоактивные отходы долгоживущие радионуклиды ^{134}**Cs** и ^{137}**Cs**. Завершение работ по внедрению автоматизированных средств измерений и объединению их в единый информационный программно-технический комплекс позволит повысить оперативность принятия таких решений с периодом от одной смены до суток и,

тем самым, сократит выход продуктов деления из негерметичных твэлов.

Даже при существующем уровне надежности ядерного топлива своевременное обнаружения и выгрузка из реактора ТВС с негерметичными твэлами позволяет уменьшать выход продуктов деления из негерметичных твэлов в КМПЦ и, тем самым, обеспечивать работу энергоблока РБМК-1000 с учетом концепции «нулевого дефекта» твэлов.

Системы КГО твэлов на АС с РБМК-1000 в настоящее время могут обнаружить все ТВС с негерметичными твэлами. Даже если разгерметизация твэла произойдет в момент выгрузки ТВС из реактора, негерметичность твэла будет зафиксирована или по результатам измерения активности в КМПЦ, представленном на рисунке 2, или по результатам измерения активности гамма-датчиком, установленным непосредственно в разгрузочно-загрузочной машине (РЗМ). Поэтому все ТВС с негерметичными твэлами в настоящее время сразу из РЗМ загружаются в гермопеналы. Методика КГО твэлов в пенале БВ нами была изменена таким образом, что допускает подтверждение негерметичности твэлов по росту активности в воде пенала, фиксируемому гамма-датчиком в верхней части пенала [1], а отбор пробы воды из пенала, при необходимости, допускается производить на 40 сутки и позже. Тем самым выход продуктов деления из негерметичных твэлов локализуется в воде гермопенала, которая не смешивается с водой бассейна выдержки. В результате активность воды в воде БВ РБМК-1000 снижается до уровня 19 Бк/кг и ниже, а также не происходит выхода радионуклида ^{131}I в центральный зал реактора и затем в окружающую среду при вскрытии пенала в момент отбора пробы.

Из нерешенных проблем на АЭС с РБМК-1000 является технология обращения с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ), содержащим негерметичные твэлы при переводе на «сухое» хранение ОЯТ РБМК-1000. Анализ показывает, что в герметичных пеналах БВ на АЭС хранятся далеко не все из них. При этом, точную цифру ОТВС с негерметичными твэлами на АЭС в настоящее время назвать нельзя, поскольку в 1970 и 1980 годы, годы массовой разгерметизации твэлов, не проводился на регулярной основе КГО твэлов в пеналах БВ и среди выгруженных в эти годы ОТВС могут находиться неучтенные ОТВС с негерметичными твэлами.

Согласно ОСТ 95 10585-2003 «Отработавшие тепловыделяющие сборки энергетических реакторов. Сухое хранение ОТВС РБМК-1000 и ВВЭР-1000. Технические требования» отправляемые на сухое хранение отработавшие ОТВС должны быть герметичными или условно герметичными. К условно герметичным ОТВС относятся неповрежденные ОТВС, имеющие в своем составе твэлы с микродефектами оболочек, проницаемые для газообразных продуктов деления, но исключающие контакт топливной композиции со средой в упаковочном комплекте хранения и в пенале хранения стационарного хранилища. При этом согласно ОСТ 95 10585-2003 отнесение ОТВС к той или иной категории по степени герметичности производится по данным КГО твэлов, проводимому в процессе и (или) по завершению эксплуатации ТВС в реакторе. Однако таких критериев степени негерметичности твэлов в процессе эксплуатации и (или) по завершению эксплуатации ТВС в реакторе, т.е. по КГО в пенале БВ для РБМК-1000 не существует. Очевидно, что для выполнения требований этого ОСТ необходимо разработать эти критерии. При этом в целях повышения безопасности при переводе на «сухое» хранение и для организации дополнительного контроля при «сухом» хранении все ОТВС с негерметичными твэлами, классифицированные как условно герметичные, должны загружаться в отдельные контейнеры со специальными обозначениями.

Согласно рекомендациям МАГАТЭ, при длительном сухом хранении топливная компонента должна быть изолирована от окружающей среды не менее чем двумя барьерами герметичности, одним из которых являются оболочки герметичных твэлов. Наиболее эффективный способ выполнения требования МАГАТЭ для ПТ (пучок из 18 твэлов верхней или нижней половины ТВС), содержащих негерметичные и «условно герметичные» твэлы, помещение их в герметичные ампулы.

Оптимальной в плане экономических затрат и локализации выходящих из негерметичных твэлов продуктов деления предлагается следующая схема осушки ОТВС, содержащих герметичные или «условно герметичные» твэлы. После разделки таких ОТВС на две части, ПТ помещаются в пенал «осушки», содержащий две специальные ампулы с возможностью их заполнения инертным газом и герметизацией после осушения. В процессе осушения ПТ регистрируется активность выходящего из каждой ампулы пара. В результате выявляется ПТ (половина ОТВС), содержащий негерметичный твэл (твэлы).

Эффективность предлагаемой технологии определяется:

- сокращением в два раза количества ПТ и МБК, содержащих негерметичные твэлы, и соответствующее сокращение затрат на их хранение;
- совмещением процесса осушки и КГО твэлов со 100 % эффективностью одновременно двух ПТ (половин ОТВС), сокращающим продолжительность операции;
- возможностью организовать эффективное улавливание продуктов деления, выходящих из негерметичных твэлов в процессе осушки, позволяющее сократить количество образующихся радиоактивных отходов и предотвратить возможное загрязнение окружающей среды;
- возможностью распространения данной технологии на ампулы с поврежденными ОТВС, позволяющей выявлять среди них ПТ с негерметичными твэлами и включать их в штатную схему обращения с МБК.

2. Обращение с топливом ВВЭР

Надежность работы твэлов на ВВЭР-440 на энергоблоках № 3 и 4 Нововоронежской АЭС (рис. 2) не позволяет применять концепцию «нулевого дефекта» при обращении с топливом на этих энергоблоках. В тоже время, на энергоблоках Кольской АЭС после реализации специально разработанных мероприятий данная технология обращения с ядерным топливом может быть использована.

На АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000 надежность твэлов на порядок выше, чем на АЭС с реакторами ВВЭР-440 (рис. 3). В последние три года требуемый уровень надежности твэлов не больше 10^{-6} - 10^{-5} негерметичных твэлов фактически был установлен на энергоблоках с реакторами проекта В-320 Балаковской и Ростовской АЭС а также на энергоблоке № 5 блоке Нововоронежской АЭС проекта В-187. В тоже время, на энергоблоках Калининской АЭС надежность твэлов ниже.

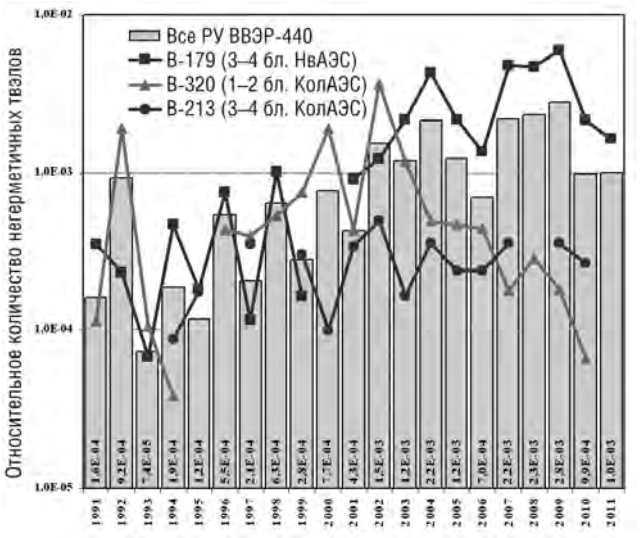


Рис. 2. Уровень эксплуатационной надежности твэлов ВВЭР-440

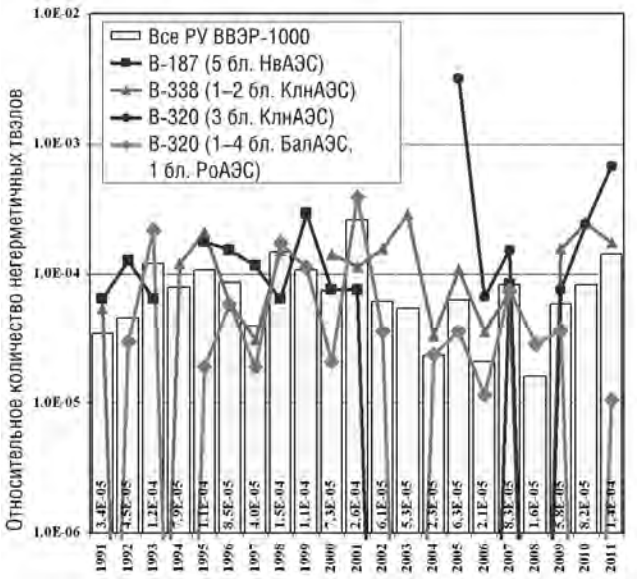


Рис. 3.Уровень эксплуатационной надежности твэлов ВВЭР-1000

Анализ показывает, что повышенная разгерметизация твэлов на Калинской АЭС обусловлена используемой на её энергоблоках конструкцией ТВСА-АЛЬФА. На энергоблоках с реакторами типа ВВЭР-1000 ОАО «Концерн Росэнергоатом» в настоящее время разгерметизируется от $2{,}3\cdot10^{-5}$ (ТВС-2, все модификации) до $1{,}5\cdot10^{-4}$ твэлов (ТВСА-АЛЬФА и ТВС предыдущих поколений, таблица 1).

Таблица 1. Исходные данные и результаты расчета показателей надежности ТВС ВВЭР-1000 по функции герметичности

АЭС	Вид топлива	Количество ТВС	Кампания (год) эксплуатации ТВС	Количество ТВС			Интенсивность разгерметиза-ции $\lambda(t_i)$, 1/кампания	Вероятность безотказной работы $P(t_i)$	Относительное количество негерметичных твэлов
				Негерметичных L_i	Выгружено из реактора M_i	В реакторе K_i			
Калининская АЭС	ТВС предыдущих поколений	1765	1	28	170	0	0,016	0,984	$1{,}7\cdot10^{-4}$
			2	22	228	0	0,014	0,970	
			3	32	1070	0	0,024	0,947	
			4	14	201	0	0,065	**0,885**	
	ТВСА (все модификации)	1218	1	7	47	122	0,006	0,994	$8{,}9\cdot10^{-5}$
			2	11	55	120	0,011	0,984	
			3	11	398	68	0,013	0,971	
			4	4	308	17	0,011	**0,961**	
			5	1	38	0	0,020	0,942	
			6	0	10	0	0	0,942	
			7	0	1	0	0	0,942	
	ТВСА (без АЛЬФА и РТ)	809	1	6	47	44	0,007	0,993	$9{,}9\cdot10^{-5}$
			2	9	46	41	0,013	0,980	
			3	7	299	9	0,011	0,969	
			4	2	241	12	0,007	**0,963**	
			5	1	34	0	0,022	0,942	
			6	0	10	0	0	0,942	
			7	0	1	0	0	0,942	
	ТВСА с РТ	264	1	1	0	41	0,004	0,996	$3{,}6\cdot10^{-5}$
			2	0	0	48	0	0,996	
			3	2	87	31	0,012	0,985	
			4	0	54	0	0	**0,985**	
	ТВСА-АЛЬФА	145	1	0	0	37	0	1,000	$1{,}5\cdot10^{-4}$
			2	2	9	31	0,019	0,982	
			3	3	11	28	0,046	0,937	
			4	2	13	5	0,083	**0,859**	
			5	0	4	0	0	0,859	

Окончание табл. 1

АЭС	Вид топлива	Количество ТВС	Кампания (год) эксплуатации ТВС	Количество ТВС			Интенсивность разгерметиза-ции $\lambda(t_i)$, 1/кампания	Вероятность безотказной работы $P(t_i)$	Относительное количество негерметичных твэлов
				Негерметичных L_i	Выгружено из реактора M_i	В реакторе K_i			
Балаковская и Ростовская АЭС	ТВС предыдущих поколений	3479	1	9	369	0	0,003	0,997	$6{,}5\cdot10^{-5}$
			2	17	508	0	0,006	0,992	
			3	43	2330	0	0,017	0,975	
			4	2	201	0	0,010	**0,966**	
	ТВС-2 (все модификации)	1282	1	2	0	312	0,002	0,998	$2{,}3\cdot10^{-5}$
			2	2	150	164	0,002	0,996	
			3	5	629	12	0,008	0,989	
			4	0	6	0	0	**0,989**	

Критерий отказа ТВС по негерметичности твэлов установлен для разных проектов ТВС ВВЭР по превышению величины удельной активности ^{131}**I** в пробе от $5\cdot10^{-5}$ до 10^{-4} Ки/кг по результатам испытаний ТВС на стенде КГО твэлов. В результате допускается эксплуатация ТВС со значительными дефектами оболочек твэлов, но не достигших данного критерия отказа (таблица 2).

В целом, это приводит к значительному количеству образующихся радиоактивных отходов и к экономическим потерям, из-за:

- досрочной выгрузки ТВС с негерметичными твэлами;
- неплановых остановов или разгрузок энергоблоков при превышении эксплуатационных пределов по негерметичности твэлов;
- затрат на обращение с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ) с негерметичными твэлами;
- затрат на утилизацию радиоактивных отходов (РАО), образующихся в результате выхода продуктов деления из топливной матрицы в случае негерметичности твэла.

Вклад каждого из числа приведенных выше факторов в суммарные издержки в каждом конкретном случае индивидуален, но можно сказать, что основной вклад вносят параметры, связанные с недовыработкой электроэнергии (периоды работы на пониженной мощности и остановы). Одна свежая ТВС стоит около 500 тысяч долларов, в то время как прибыль от продажи электроэнергии, произведенной за один день энергоблоком ВВЭР-1000 при работе на номинальной мощности, составляет 700 тысяч долларов (из расчета, что сетевые компании покупают электроэнергию за 0,8 рубля за кВт.ч и обменном курсе 28 рублей за один доллар).

Согласно численным оценкам, выполненным специалистами Научно-*исследовательского института электроэнергетики* (Electric Power Research Institute – *EPRI) на основе опыта эксплуатации АЭС в США дополнительные затраты, связанные со случаями разгерметизации твэлов, были весьма существенными и доходили на отдельных энергоблоках от 40 до 80 млн долларов.*

Совсем недавно на отдельных АЭС «дожигание» не достигших проектного выгорания ТВС с негерметичными твэлами считалось приемлемым. Так, на

Таблица 2. Удельная активность в пробах воды стенда КГО при проверке ТВС ВВЭР-1000, в которых при визуальном осмотре, а также при проведении послереакторных исследований в защитных «горячих» камерах были выявлены явные сквозные дефекты в оболочках твэлов

Удельная активность ^{131}I в пенале, Ки/кг	Тип повреждения оболочки
Повреждения, соответствующие критерию индивидуальной отбраковки	
$5{,}8\cdot10^{-5}$	Отсутствует верхняя заглушка твэла
$2{,}6\cdot10^{-5}$ *)	Отсутствие фрагмента твэла
$2{,}1\cdot10^{-5}$	Отсутствует верхняя заглушка твэла
$4{,}0\cdot10^{-6}$ *)	Отсутствие фрагмента твэла
$3{,}5\cdot10^{-6}$	Поперечный перелом
$7{,}7\cdot10^{-7}$	Поперечный перелом
Трещины	
$3{,}5\cdot10^{-5}$ *)	Сквозной дефект «крестообразной» формы с размерами, сопоставимыми с диаметром твэла на высотной координате 1500 мм
$1{,}0\cdot10^{-5}$	Длиной около 100 мм, над 1-й ДР (на расстоянии ~12-15 мм)
$2{,}6\cdot10^{-6}$	Под 8-ой ДР на расстоянии ~20 мм
$7{,}2\cdot10^{-7}$	Между 12 и 13 ДР, размеры сопоставимы с диаметром твэла
Отверстие	
$7{,}5\cdot10^{-6}$	Размер ~ 2x10 мм
$4{,}6\cdot10^{-6}$	На ~30 мм выше 13 ДР размером ~ 6x10 мм
*) – *данные получены при проведении послереакторных исследований*	

протяжении более двадцати лет на всех АЭС французской энергокампании EDF (58 энергоблоков типа PWR, введенных в эксплуатацию с 1977 по 1999 годы) реализовалась масштабная программа, когда ТВС с незначительными по размеру сквозными дефектами в оболочке твэла оставляли в активной зоне для работы в последующих кампаниях. Но, несмотря на большой практический опыт, показавший, что контролируемая эксплуатация ТВС с негерметичными твэлами может быть успешной, в 2002 году было принято решение о прекращении данной практики на энергоблоках EDF. Основными причинами для принятия этого решения послужили риски, связанные с переходом на высокие выгорания ядерного топлива и удлиненные топливные кампании. При переходе на 18 и 24-месячные топливные циклы резко увеличивается вероятность развития вторичных дефектов в оболочках, а наличие даже одного негерметичного твэла со вторичными дефектами может привести к возрастанию удельной активности продуктов деления в теплоносителе первого контура до значения, близкого к эксплуатационному пределу.

Принятая на отечественных энергоблоках ВВЭР концепция допускает загрузку в активную зону ТВС с негерметичными твэлами для продолжения эксплуатации, если при контроле герметичности оболочек не был превышен критерий отказа ТВС, заданный в технических условиях или в договорах на поставку ТВС. Очевидно, что с учетом перехода на длительные кампании, повышения мощности энергоблоков ВВЭР и возможности маневренных режимов эксплуатации, принятую в настоящее время концепцию, допускающую эксплуатацию ЯТ со значительными дефектами оболочек твэлов, необходимо пересматривать, как для планируемых к строительству АЭС, так и для эксплуатируемых в настоящее время АЭС. Все обнаруженные во время плановых ремонтов ТВС с негерметичными твэлами должны выгружаться из реактора. По предложению ОАО «ВНИИАЭС» такая концепция заложена в проектируемые в настоящее время АЭС ВВЭР-ТОИ. Необходимо её распространить, после соответствующего технико-экономического обоснования, и на действующие энергоблоки с реакторами ВВЭР-1000 и ВВЭР-440 на Кольской АЭС.

В вышедшем в 2002 году стандарте безопасности МАГАТЭ «Управление активной зоной и обращение с топливом на АЭС» (NS-G-2.5) в подразделе 2.25 дается прямая рекомендация о недопустимости загрузки в активную зону ТВС с механическими повреждениями и/или негерметичными твэлами. В настоящий момент данного подхода придерживаются на большинстве АЭС с легководными реакторами по всему миру.

Концепция «нулевого дефекта» подразумевает обнаружение и выгрузку во время останова для проведения планового ремонта всех ТВС с негерметичными твэлами вне зависимости от размера дефектов. При этом на отдельных зарубежных АЭС с PWR проводится удаление негерметичных твэлов в ТВС, отработавших одну или две кампании, с последующим установлением на их место вытеснителей. Данный вид работ проводится на специально оборудованных для этой цели станционных стендах инспекции и ремонта. Однако, скажем, в Японии на АЭС с реакторами PWR от практики ремонта ТВС с негерметичными твэлами отказались. Учитывая высокую надежность твэлов в Японии все ТВС с негерметичными твэлами, обнаруженные сиппинг-методом КГО твэлов в машине перегрузочной, выгружаются из реактора и к дальнейшей эксплуатации не допускаются.

Учитывая особенности проекта реактора ВВЭР, в котором бассейны выдержки отработанного топлива находятся под защитной оболочкой реактора, для этого реактора предпочтительна технология обращения с содержащими негерметичные твэлы ТВС, принятая в Японии. Это связано с тем, что ремонт ТВС с негерметичными твэлами в бассейнах выдержки отечественных реакторов ВВЭР без значительных технологических сложностей возможен только во время остановов реакторов для проведения плановых ремонтов. Однако, для этого необходимо проведение НИР и ОКР по повышению надежности ЯТ до необходимого уровня.

Переход отечественных энергоблоков к концепции «нулевого дефекта» позволит минимизировать издержки, связанные с эксплуатацией и хранением ТВС с негерметичными твэлами и исключить возможность значительных экономических потерь из-за внеплановых остановов и разгрузок реактора при достижении эксплуатационного предела по негерметичности твэлов. Сокращение выхода радиоактивных продуктов деления, а также двуокиси урана в теплоноситель первого контура из негерметичных твэлов приведет к уменьшению выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду, снижению объемов образование радиоактивных отходов (удельная активность ^{137}**Cs** и ^{134}**Cs** составляет около 95 % активности радиоактивных отходов) и снижению дозозатрат персонала в период проведения ремонтных работ.

Следует отметить, что подавляющее количество радионуклидов ^{137}**Cs** и ^{134}**Cs** выходит из негерметичных твэлов при спайках во время остановов реакторов.

Существующая на энергоблоках ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 система КГО твэлов (РД ЭО 1.1.2.10.0521-2009 для ТВС типа ВВЭР-1000 [2] и РД ЭО 1.1.2.10.0522-2008 для ТВС типа ВВЭР-440 [3]) и технология обращения с содержащим негерметичные твэлы ядерным топливом приводит к тому, что ТВС с негерметичными твэлами до помещения в гермопенал большую часть планового ремонта находятся в бассейне выдержки, перемещаются из реактора в БВ, затем из БВ на стенд КГО твэлов, испытываются на стенде КГО твэлов, и только после испытаний на стенде КГО твэлов загружаются в гермопенал. Каждое такое испытание и перемещение сопровождается дополнительным выходом из негерметичных твэлов в воду БВ радионуклидов ^{137}**Cs**, ^{134}**Cs** и ^{131}**I** в результате спайк-эффекта. Кроме того, наблюдается выход этих радионуклидов из негерметичных твэлов по диффузионному механизму из-за продолжительного нахождения ТВС с негерметичными твэлами в БВ до помещения в гермопенал. Это связано с применяемыми статистическими критериями негерметичности твэлов при КГО твэлов ВВЭР по критерию «три среднеквадратичных отклонения» [2,3]. По действующим методикам наличие негерметичного твэла в ТВС окончательно устанавливается только после проведения испытаний всех ТВС активной зоны и обработки результатов с расчетом средних значений и среднеквадратичных отклонений по всем 163 ТВС, эксплуатируемых в течение последней кампании реактора.

Значительно сократить количество выходящих из негерметичных твэлов в воду БВ радионуклидов продуктов деления можно в результате разработки новых методик КГО твэлов и критериев их негерметичности. В частности, в методике испытаний ТВС сиппинг-методом в

машине перегрузочной необходимо доработать узел подачи воздуха на барботаж с организацией равномерной подачи воздуха вместо применяемого сейчас импульсного и разработать критерии негерметичности твэлов по результатам испытания каждой ТВС в отдельности. Тогда ТВС с негерметичными твэлами могут сразу направляться в гермопенал.

Учитывая требования пункта 4.3.17 НП 061-05 «Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии» [4] в проекте должны быть предусмотрены устройства в конструкции гермопеналов, позволяющие при необходимости удалять высокоактивную охлаждающую среду из пеналов без смешивания их с охлаждающей средой бассейна выдержки. С учетом необходимости выполнения этого требования для ВВЭР-1000 система КГО твэлов и технология обращения с ядерным топливом, содержащим негерметичные твэлы, могут быть оптимизированы. В частности, можно отказаться от стенда КГО твэлов и использовать вместо него штатные гермопеналы, удовлетворяющие требованиям пункта 4.3.17 НП 061-05, поскольку их конструкция может позволять отбирать из них пробы воды для проведения КГО твэлов. Тогда, с учетом доработки сиппинг-метода КГО твэлов в машине перегрузочной, ТВС с негерметичными твэлами из активной зоны реактора будут перемещаться сразу в гермопеналы. Это позволит значительно сократить выход радионуклидов продуктов деления из негерметичных твэлов в воду БВ.

В настоящее время на энергоблоках ВВЭР проводятся работы по увеличению продолжительности топливных циклов до полутора лет, увеличению мощности энергоблоков. Это приводит к росту энергонапряженности твэлов и ужесточению условий их эксплуатации. Растут затраты на обращение с РАО и ОЯТ (в частности, в связи с вводом в действие НП-061-05 «Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии»). Все это приводит к необходимости проведения работ по повышению надежности ядерного топлива в процессе эксплуатации и реализации концепции «нулевого» дефекта, не допускающей продолжения эксплуатации ТВС с негерметичными твэлами.

Внедрение на АС концепции «нулевого дефекта твэлов» приведет к сокращению выхода радиоактивных продуктов деления и двуокиси урана в теплоноситель первого контура из негерметичных твэлов а также к уменьшению выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду, снижению объемов образование радиоактивных отходов (удельная активность ^{137}**Cs** и ^{134}**Cs** составляет около 95 % активности радиоактивных отходов) и снижению дозозатрат персонала в период проведения ремонтных работ.

Выполняемые работы по реализации концепции «нулевого дефекта твэлов» направлены повышение радиационной безопасности в результате снижения количества радиоактивных отходов и выхода радионуклидов в окружающую среду, снижения дозозатрат на АЭС с ВВЭР и РБМК. В тоже время, возможен и экономический эффект от проведения работ в результате:

- сокращения количества ТВС с негерметичными твэлами;
- уменьшения количества образующихся радиоактивных отходов;
- предотвращения возможности внеплановых остановов энергоблоков при превышении эксплуатационного предела или предела безопасной эксплуатации по герметичности твэлов;
- сокращения дозозатрат и трудозатрат, связанных с необходимостью дезактивации оборудования первого контура.

Список литературы

1. РД ЭО 1.1.2.10.0565-2010 Сборки тепловыделяющие ядерных реакторов типа РБМК-1000. Типовая методика радиационного контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов на основе автоматизированной системы. МВК 14.2.7-10. Свидетельство об аттестации № 45090.ОЛ004.

2. РД ЭО 1.1.2.10.0521-2009 Сборки тепловыделяющие ядерных реакторов типа ВВЭР-1000. Типовая методика контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов. МВК 14.2.5(1)-11. Свидетельство об аттестации № 45090.1К529.

3. РД ЭО 1.1.2.10.0522-2008 Сборки тепловыделяющие ядерных реакторов типа ВВЭР-440. Типовая методика контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов. МВК 14.2.6(1)-11. Свидетельство об аттестации № 45090.1К530.

4. НП 061-05 «Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии».

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС КАРАВАН ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ, МОНИТОРИНГА И ПРОГНОЗА РАЗВИТИЯ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ НА АЭС С ВВЭР

Жукавин А.П., Федоров И.В., Фукс Р.Л., Славинский К.А., Капацкая И.А., Федоровский А.Ю.
ОАО «ДЖЭТ», Москва

В последние годы на энергоблоках АЭС для повышения безопасности широко внедряются системы представления параметров безопасности (СППБ). СППБ является функцией информационно-вычислительной системы (ИВС) АЭС и предоставляет помощь оперативному персоналу при нарушениях нормальной эксплуатации и в аварийных ситуациях. Назначение СППБ – обеспечение постоянного контроля состояния барьеров безопасности энергоблока, упреждающее информирование персонала об угрозе нарушения целостности какого–либо из барьеров безопасности и предоставление информации оператору по оптимальному способу преодоления возникшей ситуации.

Особое внимание должно быть уделено аварийным ситуациям, потенциально опасным по своим радиационным последствиям. К этой категории относятся в первую очередь аварийные ситуации, исходным событием которых явилась течь теплоносителя из первого контура. В случае дополнительных отказов, относящихся к каналам безопасности, может возникнуть ситуация с длительным осушением активной зоны и ухудшением теплоотвода от топлива. В результате этого возможен разогрев твэлов и их разгерметизация, что приведет к выносу радиоактивных продуктов из активной зоны в первый контур, защитную оболочку и, возможно, в атмосферу. Эффективность мер по управлению такой аварией в значительной степени зависит от времени, затраченного на обнаружение места и оценку размера течи.

Для быстрой диагностики исходного события, связанного с течью из первого контура, мониторинга раз-

вивающегося процесса с учетом состояния оборудования, а также ускоренного прогноза развития ситуации, включая радиационные последствия, был разработан пакет кодов КАРАВАН, протестированный на аналитическом тренажере 1-го блока Волгодонской АЭС.

Входными данными для ПК КАРАВАН являются значения аналоговых и дискретных технологических параметров, получаемых со штатной ИВС энергоблока. При эксплуатации энергоблока на номинальных параметрах ПК КАРАВАН находится в режиме постоянного мониторинга. В случае возникновения аварийной ситуации, по поступающим данным ПК КАРАВАН производит оперативную диагностику исходного события и автоматически начинает моделирование текущего режима. Моделирование позволяет оценить ряд важных не измеряемых штатными средствами параметров, например – термомеханическое состояние активной зоны и, в случае ее повреждения, выход в теплоноситель газообразных продуктов деления. Этот расчет может проводиться как в реальном масштабе времени, так и с ускорением, с целью прогноза развития аварийной ситуации.

Структура опытного образца программного комплекса КАРАВАН следующая.

АРАГВИ – модель теплогидравлики первого контура (реактор с активной зоной, 4 петли с ГЦН, парогенераторы со стороны первого и второго контуров, компенсатор давления, системы безопасности) и модель физики активной зоны (нейтронная кинетика, распределение энерговыделений), см. рисунок.

ИГЛА – модуль диагностики течи первого контура.

АКТИВНОСТЬ – модуль расчета выноса газообразных радиоактивных продуктов (накопление радиоактивных продуктов под оболочкой твэлов, прогноз разгерметизации твэлов, расчет выноса активности).

Для моделирования теплогидравлики первого контура и систем безопасности используется теплогидравлический код CMS, основанный на негомогенной неравновесной модели течения одно и двухфазных потоков в произвольной тепло-гидравлической сети с учетом наличия неконденсируемых газов и примесей. Моделируется также межфазный тепло и массообмен, а также тепловое взаимодействие модельных элементов. Этот код является базовым при разработке полномасштабных и аналитических тренажеров АЭС, так как пригоден для выполнения модельных расчетов большого объема в реальном времени либо с ускорением.

Для динамического расчета поля энерговыделения в активной зоне реактора используется трехмерная модель, которая включает в себя [1]:

- квазистатическое приближение;
- геометрическую модель с точкой на кассету в плане и семью точками по высоте;
- двухгрупповое диффузионное приближение;
- учет обратных связей по температуре топлива и теплоносителя, а также по плотности теплоносителя.

Модель переноса нейтронов в активной зоне используется при автономных расчетах, а также в режиме мониторинга состояния активной зоны. Во втором случае применяется коррекция расчетного поля энерговыделения по показаниям датчиков внутриреакторного контроля - периодически производится коррекция сечений деления в расчетных точках с датчиками прямого заряда (ДПЗ) системы внутриреакторного контроля, минимизирующая отклонение поля энерговыделения в этих ТВС.

Для ТВС без датчиков ДПЗ может проводиться интерполяция по показаниям соседних датчиков, также с соответствующей коррекцией сечений деления:

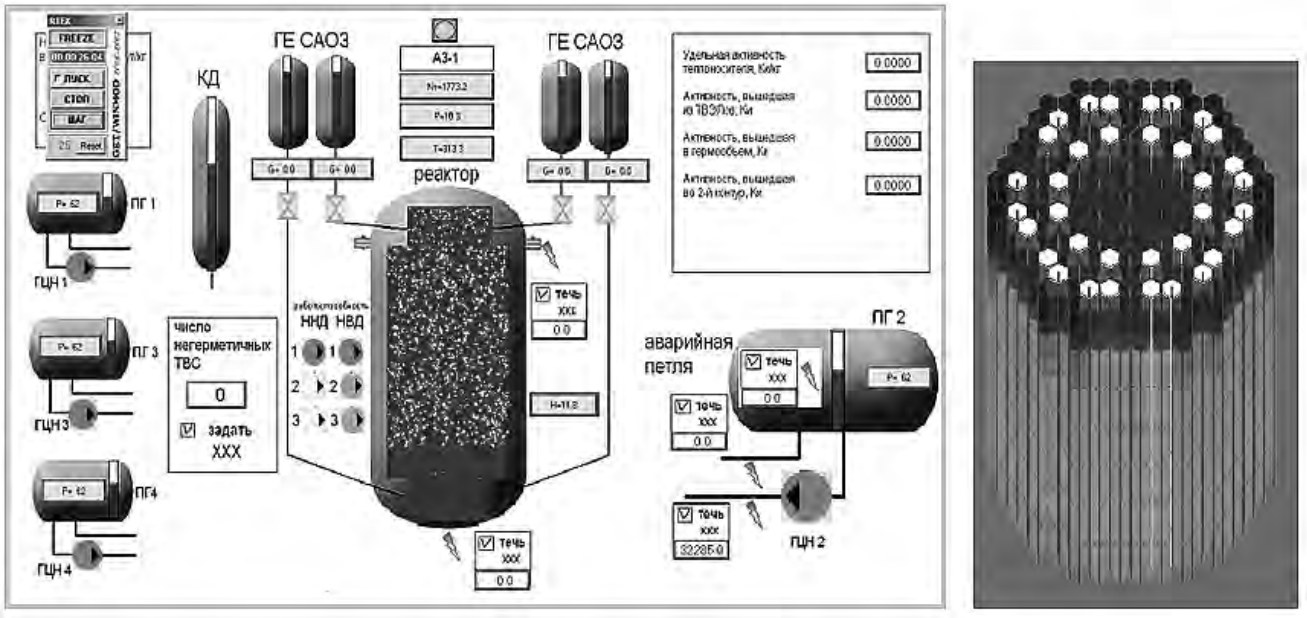
$$q_{xy} = \frac{\sum q_{дпз}}{n_{дпз}} \qquad (1)$$

q_1, q_2, q_3 – энерговыделение в ячейках с датчиками ДПЗ,

q_{xy} – энерговыделение в ячейке без датчика ДПЗ,

$n_{дпз}$ – число соседних ячеек с датчиками ДПЗ.

Кроме показаний ДПЗ, в качестве входных параметров в режиме мониторинга используется полная мощность реактора и положение органов СУЗ. Такой мониторинг активной зоны позволяет, с одной стороны, рассчитывать распределение энерговыделения с заданной детализацией, с другой – оперативно (в реальном времени) воспроизводить текущее состояние активной зоны и измеряемые параметры энерговыделения. Мак-



Оборудование реакторной установки, моделируемое кодом АРАГВИ

симальное отклонение поля энерговыделения в режиме мониторинга – около 3%.

ПК КАРАВАН может работать в трех режимах.

Автономный режим – вариантные расчеты для анализа протекания аварийных режимов при различных режимах работы каналов безопасности.

Режим мониторинга – программный комплекс работает с учетом параметров состояния оборудования, приходящих с энергоблока (распределение энерговыделения в активной зоне, статус ГЦН и каналов безопасности, положение ОР СУЗ, концентрация борной кислоты в первом контуре, положение основной арматуры). Эти параметры передаются с энергоблока (или с полномасштабного тренажера этого энергоблока в режиме наладки комплекса) в кризисный центр концерна «Росэнергоатом» по системам спутниковой связи. Кроме параметров состояния оборудования анализируются и некоторые базовые параметры, представленные ниже и позволяющие выполнить диагностику исходного события, приводящего к развитию аварийного режима с потерей теплоносителя из первого контура.

Режим прогноза – после диагностики аварийной течи и поступления соответствующей информации комплекс КАРАВАН выводится из режима мониторинга и используется для выполнения в ускоренном (в 10-15 раз) режиме прогноза развития аварии, включая анализ возможности разгерметизации твэлов и выноса радиоактивных продуктов.

Диагностика исходного события, связанного с течью из первого контура, выполняется с помощью модуля ДИАГНОЗ. Для разработки методики диагностики были выполнены расчетные анализы широкого спектра течей из первого контура. Рассматривались различные течи из холодных и горячих ниток первого контура в диапазоне Ду25-Ду850, течи из первого контура во второй в диапазоне Ду13-Ду100, а также течи, связанные с несанкционированной работой предохранительного клапана компенсатора давления (ПК КД). Расчетные анализы выполнялись с использованием аналитического тренажера 1-го блока Волгодонской АЭС, с помощью которого формировалась база данных параметров в аварийных режимах.

На первом этапе разработки рассматривались исходные события, связанные с разрывом первого контура или открытием ПК КД в номинальном режиме без наложения дополнительных отказов.

Методология диагностики основана на следующих положениях.

Для выполнения диагностики могут быть использованы только те параметры, которые фиксируются системой контроля и ИВС энергоблока. Для выполнения диагностики формируется перечень базовых параметров, к которым относятся в первую очередь: давление в первом контуре; уровень в компенсаторе давления; перепады давления на ГЦН; уровни в ПГ; уровни в ГЕ САОЗ, температуры в холодных и горячих нитках, мощность реактора, расходы подпитки-продувки, давление в барботере.

Образование течи из первого контура на первых секундах после разрыва сопровождается характерным изменением (снижением) давления в первом контуре и уровня в КД. Существует определенная зависимость между размером течи и скоростью снижения давления и уровня в КД (минимальными значениями производных) на начальном этапе аварии.

На основе анализа базы данных по результатам расчетов разработаны интерполяционные таблицы для определения размера течи (Табл. 1,2).

Для течей из первого контура во второй:

$$S_{ТЕЧИ}(\%) = \frac{1}{15.8786}\left(0.2786 - \frac{dL_{КД}}{dt}\right); \qquad (2)$$

Для определения положения течи (на входе или выходе из реактора) анализируется изменение перепада давления на ГЦН. При течах на выходе из реактора на первых секундах после разрыва перепад давления на ГЦН аварийной петли максимальный. При этом производная изменения этого перепада давления положительна, в то время как производные изменения перепадов давления на остальных ГЦН отрицательны.

При течах на входе в реактор на первых секундах после разрыва перепады давления на всех ГЦН снижаются, их производные отрицательные, перепад давления на ГЦН аварийной петли снижается быстрее.

В случае течи из первого контура во второй, также характеризующейся снижением давления в первом контуре и уровня в компенсаторе давления, анализируются производные уровней в ПГ. Через несколько секунд после разрыва производная уровня в аварийном ПГ резко возрастает по сравнению с производными уровней в остальных ПГ.

В случае обрыва трубопровода гидроемкости САОЗ наблюдается снижение уровня в этой гидроемкости.

Вместе с тем, диагностика возникновения течи из первого контура по факторам снижения давления в первом контуре и уровня в компенсаторе давления нуждается в дополнительном подтверждении. Это связано с тем, что эти факторы могут быть вызваны и другими исходными событиями, не связанными с потерей теплоносителя из первого контура, например со срабатыванием аварийной защиты. Для подтверждения диагностики течей анализируется изменение массы теплоносителя в первом контуре, которое определяется по давлению в первом контуре, температурам в горячих и холодных нитках и уровню в КД. Учитывается также дебаланс расхода подпитки и продувки.

Масса теплоносителя в первом контуре следующим образом.

Табл. 1. Интерполяционная таблица для определения размера течи из горячей нитки

*S*течи,%	100	50	25	10	5	2	2	1	0.35	0.09
$(dL_{кд}/dt)^{min}$, см/с	-310.3	-184.4	-97.4	-38	-17.8	-6.7	-6.75	-3.16	-1.0	-0.164

Табл. 2. Интерполяционная таблица для определения размера течи из холодной нитки

*S*течи,%	100	50	25	10	5	2	2	1	0.35	0.09
$(dL_{кд}/dt)^{min}$, см/с	-298.3	-181.9	-96.0	-37	-17.5	-6.6	-6.75	-3.16	-1.0	-0.164

$$MI = \sum_i M_{X.H.i} + \sum_i M_{Г.Н.i} + M_{НКР} + \\ + M_{СКР} + M_{АЗ} + \sum_i M_{ПГi} + M_{КД}; \quad (3)$$

Массы теплоносителя определяются через объемы и плотности:

- в холодных и горячих нитках:

$$M_{X.H.(Г.Н.)i} = V_{X.H.(Г.Н.)i} \cdot \rho\left(PI, T_{X.H.(Г.Н.)i}\right); \quad (4)$$

- в напорной и сборной камерах реактора:

$$M_{НКР(СКР)} = V_{НКР(СКР)} \cdot \rho\left(PI, T_{НКР(СКР)}\right); \quad (5)$$

- в активной зоне и парогенераторе:

$$M_{АЗ(ПГ)} = V_{АЗ(ПГ)} \cdot \rho\left(PI, T_{АЗ(ПГ)}\right); \quad (6)$$

- в компенсаторе давления:

$$M_{КД} = V_{КД}\left[\rho'(PI)\frac{L_{КД}}{H_{КД}} + \rho''(PI)\cdot\left(1 - \frac{L_{КД}}{H_{КД}}\right)\right]; \quad (7)$$

Температуры в холодных и горячих нитках (Тх.н. (г.н.) i), давление в первом контуре (PI) и уровень (Lкд) в компенсаторе давления высотой Нкд входят в перечень параметров, измеряемых на энергоблоке.

Остальные температуры определяются через температуры в горячих и холодных нитках петель:

$$T_{НКР(СКР)} = 0.25 \cdot \sum_i T_{НКР(СКР)i}; \quad (8)$$

$$T_{АЗ} = 0.5 \cdot \left(T_{НКР} + T_{СКР}\right); \quad (9)$$

$$T_{ПГi} = 0.5 \cdot \left(T_i^{X.H.} + T_i^{Г.Н.}\right); \quad (10)$$

Плотность теплоносителя определяется как

$$\rho(\mathrm{P,T}) = \rho_0(\mathrm{P,T}) - \\ -10^{-3}(18 - P)(6.061 \cdot T - 272.75); \quad (11)$$

P[МПа], T[°C]

$$\rho_0(\mathrm{P,T}) = 797.451 + 235.52\frac{T}{100} - \\ -43.6941\left(\frac{T}{100}\right)^2 - 85.9301\left(\frac{T}{100}\right)^3 + \\ +40.4045\left(\frac{T}{100}\right)^4 - 5.4776\left(\frac{T}{100}\right)^5; T[^oC] \quad (12)$$

$$\rho'(P) = 590.2 + 1.8 \cdot (160 - P); \mathrm{P[ата]} \quad (13)$$

$$\rho''(P) = P - 55.9; \mathrm{P[ата]} \quad (14)$$

После определения массы теплоносителя в первом контуре, определяется ее изменение на расчетном шаге и сравнивается с дебалансом подпитки-продувки. Если в течение 10 с после диагностики той или иной течи из первого контура наблюдается устойчивое снижение массы теплоносителя в первом контуре (с учетом дебаланса подпитки-продувки), то диагностика течи из первого контура подтверждается и выдается соответствующая информация.

В модуле АКТИВНОСТЬ осуществляется расчет накопления радиоактивных продуктов под оболочкой твэлов, анализ разгерметизации твэлов, расчет выноса газообразных радиоактивных продуктов.

На данный момент в ПК КАРАВАН реализована относительно простая модель разгерметизации ТВС и выхода активности. При необходимости, модель может быть заменена на более точную.

В ходе тяжелой аварии с выкипанием теплоносителя топливные сборки не получают достаточного охлаждения и разогреваются за счет остаточного энерговыделения. При большом падении давления в первом контуре возможна разгерметизация твэлов за счет разницы давлений теплоносителя и газа в топливном зазоре, а также за счет резкого перепада температур на стенке твэлов.

В качестве критерия разгерметизации используется формула Чапмана [2]:

$$T_{burst} = 273.15 + 3960 - 20.4\frac{\sigma^*}{(1+H)} - \\ -85100\frac{\sigma^*}{(1+H+27.9\sigma^*)}; \quad (15)$$

где: T_{burst} – температура разгерметизации;

$$\sigma^* = \frac{\sigma}{6895 \cdot 10^3}; \quad (16)$$

$$H = \frac{1}{28}\frac{dT}{dt}; \quad (17)$$

$$\sigma = \frac{r}{e}(Pi - Pe); \quad (18)$$

r – средний радиус оболочки;
e – средняя толщина оболочки;
Pi – давление в газовом зазоре;
Pe – давление теплоносителя.

Таким образом, критерий разгерметизации считается выполненным, когда

$$T \geqslant T_{burst}(\sigma, \frac{dT}{dt}), \quad (19)$$

где T – температура оболочки.

Расчет по приведенному выше критерию ведется отдельно для каждой ТВС. Модель учитывает 163 ТВС, имеющих по 7 участков по высоте. Профиль энерговыделения в пределах каждой ТВС считается равномерным по радиусу, потвэльный расчет не ведется. При выполнении критерия разгерметизации по любому из семи участков ТВС по высоте вся сборка считается негерметичной и становится источником радионуклидов для модели выхода активности.

Одна из важных задач радиационной безопасности АЭС – прогнозирование выхода радиоактивных продуктов деления (РПД) из дефектных твэлов в теплоноситель первого контура. В настоящее время к решению задачи математического моделирования выхода РПД из-под оболочки дефектного твэла в теплоноситель первого контура при стационарных условиях работы реактора предложены два подхода.

В одном из них предполагают, что в случае повреждения оболочки РПД могут мигрировать вдоль твэла к дефекту и определяющий механизм переноса – атомарная диффузия РПД в среде под оболочкой дефектного твэла – такую модель выхода РПД из-под оболочки

называют диффузионной. В другом подходе (кинетическая модель) полагают, что скорость выхода РПД в теплоноситель пропорциональна суммарному количеству атомов данного нуклида в среде под оболочкой дефектного твэла, а константу пропорциональности называют коэффициентом скорости утечки [3].

Для решения поставленной задачи в рамках разработки программного комплекса КАРАВАН была выбрана кинетическая модель выхода РПД в теплоноситель первого контура.

Предлагаемая кинетическая модель может быть описана следующей системой обыкновенных дифференциальных уравнений [4-5]:

$$\begin{cases} \dfrac{dN_{F,i}}{dt} = FY_iP + \sum_{j=1}^{i-1} f_{ij}\lambda_i N_{F,j} - \left(\lambda_i + \nu_i + \sigma_i\phi\right)N_{F,i} \\ \dfrac{dN_{G,i}}{dt} = \nu_i N_{F,i} + \sum_{j=1}^{i-1} f_{ij}\lambda_i N_{G,j} - \left(\lambda_i + D\varepsilon_i + \sigma_i\phi\right)N_{G,i} \\ \dfrac{dN_{C,i}}{dt} = D\varepsilon_i N_{G,i} + \sum_{j=1}^{i-1} f_{ij}\lambda_i N_{C,j} - \\ \quad -\left(\lambda_i + \dfrac{Q}{W}\eta_i + \beta + \tau\sigma_i\phi + \dfrac{L}{W}\right)N_{C,i} \end{cases} \quad (20)$$

где: N_{Fi}, N_{Gi}, N_{Ci} – количество атомов i-го нуклида в топливе, зазоре и теплоносителе соответственно; F – средняя скорость деления, дел./(Вт·с); Y_i – выход i-го нуклида; P – тепловая мощность реактора, Вт; λ_i – постоянная распада i-го нуклида; ν_i – коэффициент выхода продуктов деления из топлива в зазор, c^{-1}; σ_i – сечение поглощения нейтронов i-м нуклидом, см^2; φ – плотность потока нейтронов, 1/(см^2·с); f_{ij} – вероятность распада нуклида по цепочке; τ – отношение времени, проведенное теплоносителем в активной зоне к общему времени в первом контуре; W – масса теплоносителя в первом контуре, г; D – доля поврежденных твэлов; L – расход теплоносителя на очистку, г/с.

Так как основной составляющей осколочной активности теплоносителя являются летучие продукты деления ядерного топлива (инертные газы, иод, теллур, цезий), в настоящей работе исследовалась кинетика выхода смеси радионуклидного состава, состоящего из 31 продукта деления, предложенного авторами работ [4-5].

Таким образом, сформированная система ОДУ состоит из 93-х уравнений, описывающих накопление 31 продукта деления в топливе, перенос каждого из них из топлива в газовый зазор твэла и выход их в первый контур через дефекты. Для решения этой системы был использован метод Рунге-Кутта 4-го порядка.

В опытном образце ПК КАРАВАН выгорание топлива задано одинаковым для всех ТВС, в дальнейшем планируется ввести расчет глубины выгорания в соответствии с данной загрузкой и моментом кампании.

Выходными параметрами могут быть следующие величины: $A_{Fi}(t)$, $A_{Gi}(t)$, $A_{Ci}(t)$ –активность i-го продукта деления в топливе, зазоре и теплоносителе в момент времени (t) соответственно, (Бк, Ки); ΣA_F, ΣA_G, ΣA_C – интегральная активность по всем рассматриваемым радионуклидам в топливе, зазоре и теплоносителе соответственно, (Бк, Ки); $\Sigma A_{C(уд.)}$ – удельная интегральная активность теплоносителя, (Бк/кг, Ки/кг).

Таким образом, разработанный программный комплекс КАРАВАН дает следующие возможности.

ПК КАРАВАН может быть внедрен в СППБ энергоблока как составная часть для поддержки оператора в случае аварийной ситуации. В ПК КАРАВАН может быть добавлена возможность оперативного анализа критических функций безопасности, в том числе их изменения в режиме ускоренного прогнозного расчета.

ПК КАРАВАН может применяться в рамках поддержки кризисного центра концерна "Росэнергоатом" при аварийных ситуациях или плановых учениях группы ОПАС для быстрой оценки аварийной ситуации и прогноза ее развития, включая радиационные последствия.

ПК КАРАВАН может быть дополнен моделью гермообъема для расчета выхода активности в окружающую среду и ее распространения с учетом погодных условий, а также моделью тяжелых аварий для расчета паро-циркониевой реакции и плавления активной зоны реактора.

Список литературы

1. Емельяненко В.В., Жукавин А.П., Именин В.В., Крошилин А.Е., Крошилин В.Е., Ковалевич А.О., Майданик В.Н., Просвирнов А.А., Селезнев Е.Ф., Сычев Р.Г., Федоров И.В., Фукс Р.Л. Опыт создания комплексных математических моделей для анализа нестационарных режимов работы АЭС // Вопросы атомной науки и техники. Сер. Физика ядерных реакторов, – 2005, вып. 3, С.20-41.

2. Gonzalez R., Chatlard P, Jacq F. ICARE2 Version 2 Mod1 Description of physical models. Note technique DRS/SEMAR 92/43. Institute de Protection et de Surete Nuclearie CEA-France.

3. Коняшов В.В., Краснов А.М. Методика расчета выхода радиоактивных газообразных продуктов деления из-под оболочки дефектного твэла в теплоноситель водоохлаждаемого реактора. – Димитровград: – 1993. – С.18.

4. M. Javed Iqbal, Nasir M. Mirza, Sikander M. Mirza. Kinetic simulation of fission product activity in primary coolant of typical PWRs under power perturbations // Nuclear Engineering and Design, – 2007, Vol. 237, – P.199-205.

5. M. Javed Iqbal, Nasir M. Mirza1, Sikander M. Mirza. Stochastic simulation of fission product activity in primary coolant due to fuel rod failures in typical PWRs under power transients // Journal of Nuclear Materials, – 2008, Vol.372, P.132-140.

ТОЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ НА АЭС С ВВЭР-1000 И ВОЗМОЖНОСТИ ЕЕ УЛУЧШЕНИЯ

Мильто Н.В.
НИЦ «Курчатовский институт», Москва

Введение

В настоящее время на АЭС с реакторами ВВЭР для оперативного контроля тепловой мощности в СВРК используются следующие способы расчета:

- по параметрам теплоносителя первого контура;
- по параметрам питательной воды перед парогенератором;
- по параметрам питательной воды после подогревателей высокого давления;
- по показаниям внутриреакторных датчиков нейтронного потока;
- по показаниям внереакторных ионизационных камер;

Средневзвешенная тепловая мощность РУ ($N_{АКЗ}$) определяется как средневзвешенное значение по всем способам расчета тепловой мощности по формуле:

$$N_{АКЗ} = \frac{\sum_{i=1}^{I} N_i w_i}{\sum_{i=1}^{I} w_i} \quad (1)$$

где:
$\{N_i\}$ – набор I независимых способов определения (измерений) истинного значения параметра $N_{АКЗ}$.
$\{W_i\}$ – статистический вес каждого способа определения истинного значения параметра $N_{АКЗ}$.

Статистические веса определяются через погрешности способов, входящих в расчет средневзвешенного значения по формуле:

$$W_i = \frac{\delta(N_i)^{-2}}{\sum_{i=1}^{n} \delta(N_i)^{-2}} \quad (2)$$

где:
$\delta(N_i)$ – погрешность каждого из способов, входящих в расчет средневзвешенного;
n – количество способов расчета, входящих в расчет средневзвешенного.

Погрешность определения тепловой мощности различными способами

Во всех способах расчета тепловая мощность определяется как результат косвенного измерения. Определение тепловой мощности по каждому из способов представляет собой сочетание сложных зависимостей с большим количеством разных по своей природе измеряемых параметров. Суммарная погрешность любого способа расчета тепловой мощности будет определяться случайной погрешностью, неучтенной систематической погрешностью и динамической погрешностью.

- случайная погрешность связана со случайными эксплуатационными колебаниями измеряемых параметров около их стационарного значения, а также случайными изменениями характеристик линий связи измерительных каналов;
- неучтенная систематическая погрешность (инструментальная и методическая) включает в себя погрешность используемых технических средств в измерительных каналах, погрешность принятых методов измерения, расчетных зависимостей;
- динамическая погрешность становится значимой в нестационарных процессах и обусловлена инерционными свойствами применяемых средств измерений. В рамках данной работы не рассматривается.

Погрешность определения мощности по каждому из способов рассчитывается исходя из погрешностей измерения параметров, входящих в соотношения для расчета мощности. Методика расчета погрешности основана на следующих предположениях:

- в каждом из способов тепловая мощность является в общем случае функцией нескольких независимых аргументов;
- погрешности определения аргументов обусловлены ошибками измерений и используемых аппроксимаций и статистически независимы;
- при определении погрешности тепловой мощности петель и реактора пренебрегается погрешностями неосновных составляющих теплового баланса;
- методика составлена исходя из получения значений погрешностей тепловой мощности с доверительной вероятностью 95%.

Погрешность мощности реактора по параметрам первого контура определяется по формуле:

$$\delta N_p = \frac{\Delta N_p}{N_p} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{4} (\Delta N_{пет\,i})^2}}{N_p} \quad (3)$$

где:
$N_{пет i}$ — тепловая мощность i-ой петли;
$\Delta N_{пет i}$ — погрешность определения мощности i-ой петли.

Погрешность мощности петли определяется по формуле:

$$\delta(N_{пет}) = \sqrt{\delta^2(G_{пет}) + \delta^2(\rho) + \delta^2(\Delta i_{пет})} \quad (4)$$

$$\Delta N_{пет} = \delta N_{пет} \cdot N_{пет} \quad (5)$$

где
$\delta(G_{пет})$ — погрешность определения расхода через петлю (~5%);
$\delta(\rho)$ — погрешность определения плотности теплоносителя (~0,2%);
$\delta(\Delta i_{пет})$ — погрешность определения разности энтальпий в петле (~15%).

Основной вклад в погрешность определения тепловой мощности по параметрам теплоносителя первого контура вносит погрешность определения расхода и температуры теплоносителя в петлях первого контура.

Погрешность мощности реактора по параметрам питательной воды в ПГ определяется по формулам:

$$\delta N_p = \frac{\Delta N_p}{N_p} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{4} (\Delta N_{пет} i)^2}}{N_p} \quad (6)$$

где:
$N_{пет i}$ — тепловая мощность i-ой петли по параметрам питательной воды в ПГ;
$\Delta N_{пет i}$ — погрешность определения мощности i-ой петли по параметрам питательной воды в ПГ.

Погрешность мощности петли определяется по формуле:

$$\delta(N_{пет}) = \sqrt{\delta^2(G_{ПВ}^{ПГ}) + \delta^2(\Delta i_{пет})} \quad (7)$$

$$\Delta N_{пет} = \delta N_{пет} \cdot N_{пет} \quad (8)$$

где:
$\delta G_{ПВ}^{ПГ}$ — погрешность определения расхода питательной воды в ПГ (~2,5%);
$\delta(\Delta i_{пет})$ — погрешность определения разности удельной теплоты парообразования и энтальпии питательной воды в ПГ (~1,5%).

Основной вклад в погрешность определения тепловой мощности по параметрам питательной воды в ПГ вносит погрешность определения расхода питательной воды.

Дополнительный вклад в погрешность определения расхода питательной воды, который сложно оценить, оказывает правильность установки измерительной диафрагмы с точки зрения исключения влияния деформируемого потока на измерение расхода, а также эрозионный износ входных кромок на тарировочную кривую в процессе длительной эксплуатации. На действующих блоках АЭС не предусмотрены регламенты по периодической проверке метрологических характеристик измерительных диафрагм на линиях питательной воды.

Погрешность мощности реактора по параметрам питательной воды в ПВД определяется по формулам:

$$\delta N_p = \frac{\Delta N_p}{N_p} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{2} \left(\Delta N_{нит} i\right)^2}}{N_p} \quad (9)$$

где:

$N_{нитi}$ — тепловая мощность i-ой нитки ПВД;

$\Delta N_{нитi}$ — погрешность определения мощности i-ой нитки ПВД.

Погрешность мощности нитки определяется по формуле:

$$\delta\left(N_{нит}\right) = \sqrt{\delta^2\left(G_{ПВ}^{ПВД}\right) + \delta^2\left(\Delta i_{нит}\right)} \quad (10)$$

$$\Delta N_{нит} = \delta N_{нит} \cdot N_{нит} \quad (11)$$

где:

$\delta^{G_{ПВ}^{ПВД}}$ — погрешность определения расхода питательной воды в нитке ПВД (~3,0%);

$\delta(\Delta i_{нит})$ — погрешность определения разности удельной теплоты парообразования и энтальпии питательной воды в нитке ПВД (~1,5%).

Основной вклад в погрешность определения тепловой мощности по параметрам питательной воды в нитках ПВД вносит погрешность определения расхода питательной воды в нитках ПВД.

Погрешность мощности реактора определенной по показаниям ДПЗ определяется по формуле:

$$\delta N_{ДПЗ}^2 = \sqrt{\delta_{kdpz}^2 + \delta_{QED}^2} \quad (12)$$

где:

δ_{kdpz}— погрешность коэффициента, учитывающего соотношение мощности во всей активной зоне и в призмах с ДПЗ (~5%);

$\delta_{ДПЗ}$— погрешность определения энерговыделения в местах размещения ДПЗ (~2,5%).

Основной вклад в погрешность определения тепловой мощности по показаниям внутриреакторных датчиков вносит погрешность определения переходной функции от тока датчика к энерговыделению в месте его размещения и точность восстановления поля энерговыделения в СВРК.

Мощность реактора по показаниям ионизационных камер тарируется по средневзвешенной мощности активной зоны, рассчитываемой в СВРК. В интервалах времени между тарировками мощность по АКНП можно принять условно независимым методом определения тепловой мощности РУ.

Погрешность определения мощности по показаниям АКНП можно оценить как:

$$\delta N_{ИК} = \delta_{NAKZ}^{СВРК} + \delta_{АКНП} \quad (13)$$

где:

$\delta_{NAKZ}^{СВРК}$ — точность определения мощности в СВРК(~2%);

$\delta_{АКНП}$ — точность поддержания мощности аппаратурой АКНП (~2%).

Таким образом, погрешность определения мощности по показаниям АКНП составляет 4%.

Анализ точности контроля температуры теплоносителя в горячих нитках первого контура

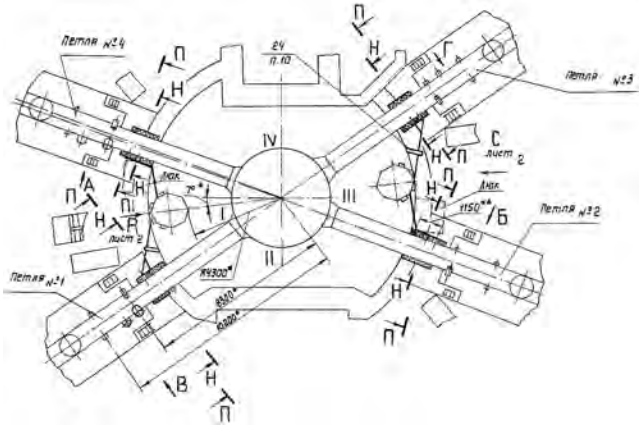
Анализ данных эксплуатации РУ В-320 [1] показал, что кроме случайной погрешности определения температуры теплоносителя в петлях первого контура, определяемой при квазистационарном состоянии реактора на уровне температуры в 1-м контуре около 280°С и укладывающейся в необходимые пределы, существует систематическая составляющая погрешности в горячих нитках ГЦТ, вызванная наличием неравномерности температур по сечению трубопровода, достигающей 5°С.

В таблице 1 представлены данные по измерениям температуры в горячих нитках первого контура АЭС «Козлодуй» для различных моментов эксплуатации пятого и шестого энергоблоков.

Таблица 1. Результаты измерений температуры теплоносителя в горячих нитках первого контура АЭС «Козлодуй»

Эфф. сут. (блок, кампания)	№ петли	Мощность РУ, МВт	Ттп1, °С	Ттп2, °С	Ттс, °С	|max∆T|, °С
1,5 (5, 15)	1	3096	317,84	317,64	317,77	0,20
	2		315,69	315,69	312,89	2,8
	3		316,51	316,49	316,55	0,04
	4		315,83	316,00	311,66	4,16
119 (5, 15)	1	3120	317,42	317,22	317,63	0,22
	2		315,57	315,61	313,30	2,26
	3		316,60	316,66	316,70	0,10
	4		316,00	316,10	312,49	3,51
129 (5, 17)	1	3085	316,89	316,69	317,51	0,62
	2		314,78	314,88	313,45	1,33
	3		316,75	316,76	316,36	0,38
	4		316,32	316,45	316,68	3,64
10 (6, 14)	1	3020	315,53	315,47	317,14	1,61
	2		316,42	316,30	312,15	4,26
	3		316,66	316,55	317,12	0,47
	4		317,06	317,11	314,53	2,53
108 (6, 14)	1	3059	316,10	316,00	317,47	1,37
	2		316,87	316,78	313,11	3,76
	3		317,43	317,46	317,71	0,28
	4		317,16	317,25	314,76	2,40
233 (6, 14)	1	2758	312,19	312,07	313,28	1,09
	2		312,51	312,39	309,59	2,92
	3		313,30	313,29	313,74	0,44
	4		312,83	312,88	310,90	1,94
0,4 (6, 15)	1	2322	307,51	307,41	307,03	0,47
	2		306,90	306,74	303,13	3,77
	3		307,31	307,18	307,65	0,34
	4		307,41	307,44	305,28	2,14
99 (6, 15)	1	3038	317,59	317,55	317,21	0,38
	2		317,20	317,06	312,10	5,10
	3		317,76	317,63	317,83	0,13
	4		316,94	316,95	314,58	2,36
212 (6, 15)	1	3034	317,30	317,27	316,99	0,37
	2		317,03	316,87	312,64	4,39
	3		317,61	317,47	317,61	0,14
	4		316,45	316,45	315,20	1,26
304 (6, 15)	1	2745	312,83	312,73	312,57	0,25
	2		312,66	312,51	308,33	4,33
	3		313,13	313,03	313,10	0,10
	4		312,23	312,24	310,79	1,44

Следует отметить, что разброс температур во второй и в четвертой горячих нитках имеют стабильно большее отклонение по сравнению с первой и третьей нитками. Наиболее вероятно, что эта симметрия обусловлена зеркальной симметрией формирования потоков тепло-


Петля №4
Петля №3
Петля №2
Петля №1
IV
III
II
I
Лист 2
Лист 2
Лист 2

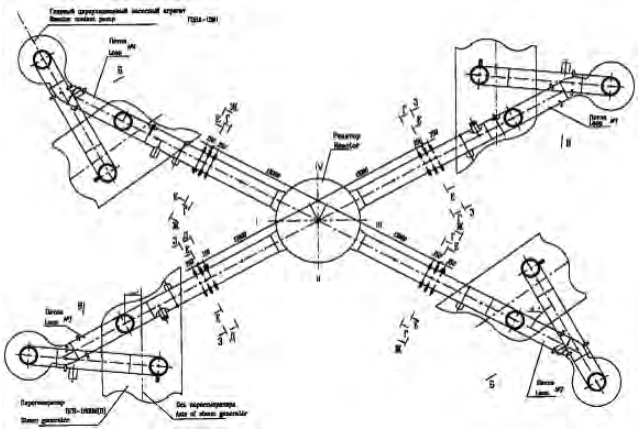


Рис. 4. Расположение петель первого контура относительно корпуса реактора АЭС «Тяньвань»

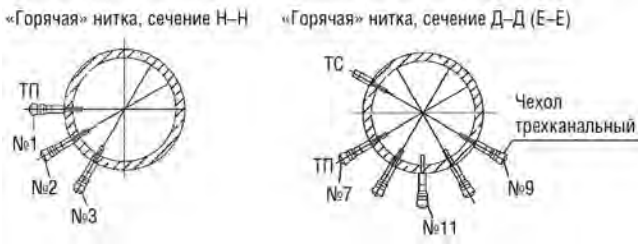


Рис. 5. Расположение датчиков температурного контроля СВРК в горячих нитках первого контура 4 энергоблока Калининской АЭС (ТС расположен в чехле с надписью ТС, термопары расположены в чехлах №1, №2, №3, №7, №9 и №11)

Из представленных данных видно, что разброс температур в горячих нитках первого контура существенно меньше чем в проектах АЭС «Козлодуй» и АЭС «Тяньвань». Даже если предположить, что с увеличением мощности РУ до номинальной разброс температур возрастет в два раза (хотя анализ данных АЭС «Козлодуй» показывает, что величина разброса больше меняется с выгоранием топливной загрузки, чем с уровнем мощности), то все равно максимальный разброс температур составит не более 1,5°С. Расположение петель первого контура относительно корпуса реактора четвертого энергоблока Калининской АЭС соответствует проекту РУ В-320 (Рис.1). Анализируя расположение температурных датчиков по периметру ГЦТ четвертого энергоблока Калининской АЭС (Рис.5) можно сделать вывод, что более равномерное распределение термодатчиков по периметру ГЦТ позволяет с большей точностью контролировать температуру теплоносителя в горячих нитках первого контура.

Оценка погрешности средневзвешенной тепловой мощности

Погрешность средневзвешенного значения тепловой мощности определяется погрешностями различных способов, входящих в расчет средневзвешенного, с учетом вклада, который каждый способ вносит в расчет средневзвешенного значения. Этот вклад зависит от погрешности определения мощности каждым способом и его статистического веса в каждой комбинации способов.

Погрешность средневзвешенного значения тепловой мощности определяется по формуле:

$$\delta(N) = \sqrt{\frac{1}{\sum_{i=1}^{n} \frac{1}{\delta(N_i)^2}}} \qquad (14)$$

где:

$\delta(N_i)$ — погрешность каждого из способов, входящих в расчет средневзвешенного;

n – количество способов расчета, входящих в расчет средневзвешенного.

В таблице 4 представлены усредненные данные по точности определения средневзвешенной тепловой мощности и точности определения тепловой мощности по каждому из способов на АЭС с ВВЭР-1000 (РУ В-320).

Обзор проблем точности контроля тепловой мощности РУ

Основной вклад в погрешность определения тепловой мощности, как уже отмечалось, дают погрешности определения расхода теплоносителя в петлях первого контура и расхода питательной воды перед парогенератором и после подогревателей высокого давления, а также погрешность определения температуры в горячих нитках первого контура.

Таблица 3. Результаты измерений температуры теплоносителя в горячих нитках первого контура 4 энергоблока Калининской АЭС

Время, эфф. сут.	Мощность РУ, МВт	№ петли	Ттп1, °С	Ттп2, °С	Ттп3, °С	Ттп4, °С	Ттп5, °С	Ттп6, °С	Ттс, °С	|max∆T|, °С
9.2	1500	1	299.02	299.04	298.89	298.90	298.98	299.10	298.91	0.21
		2	298.87	298.54	298.35	298.76	298.32	298.40	298.75	0.55
		3	298.56	298.58	298.76	298.62	298.53	298.48	298.54	0.28
		4	298.45	298.50	298.45	298.53	298.60	298.37	298.52	0.23
12.2	1512	1	297.66	297.80	297.65	297.67	297.73	297.85	297.65	0.20
		2	297.41	297.21	297.14	297.67	297.52	297.12	297.55	0.55
		3	297.40	297.42	297.56	297.45	297.33	297.32	297.33	0.25
		4	297.42	297.25	297.36	297.43	297.54	297.31	297.18	0.35
21.8	1557	1	298.29	298.50	298.32	298.37	298.46	298.56	298.35	0.26
		2	298.42	297.63	297.94	298.42	297.98	297.72	297.92	0.79
		3	297.80	298.08	298.14	298.08	298.03	297.99	297.92	0.34
		4	297.94	297.64	297.94	298.05	298.11	297.93	297.64	0.47

Таблица 4. Оценка точности определения тепловой мощности

Способ расчета тепловой мощности	Погрешность, %	Погрешность средневзвешенного, %
По параметрам теплоносителя первого контура	~10	~2
По параметрам питательной воды перед парогенератором	~2	
По параметрам питательной воды после подогревателей высокого давления	~2	
По показаниям внутриреакторных датчиков нейтронного потока	~6	
По показаниям внереакторных ионизационных камер	~5	

На сегодняшний день расходы теплоносителя первого контура определяются по напорным характеристикам ГЦН в зависимости от перепада давления на ГЦН. Различия в условиях стендовых испытаний при подготовке коэффициентов напорных характеристик и эксплуатации ГЦН не позволяют существенно повысить точность определения расхода теплоносителя в петлях первого контура. Расход питательной воды определяется по показаниям расходомерных шайб, износ которых в процессе эксплуатации приводит к увеличению погрешности определения расходов питательной воды.

Возможно, более тщательный подход к подготовке коэффициентов напорных характеристик ГЦН, а также к тарировке расходомерных шайб привел бы к повышению точности определения упомянутых выше расходов.

Перспективным решением данной проблемы является разработка и применение новых методов для определения расхода.

В качестве альтернативного способа измерения расхода первого контура предлагается рассмотреть способ измерения расхода теплоносителя с помощью корреляционного расходомера на базе черенковских детекторов, разработанный в ГНЦ РФ ФЭИ.

Новое устройство реализует комбинированный принцип измерения расхода теплоносителя путем измерения времени переноса γ-неоднородностей потока и одновременно определения затухания плотности γ-излучения по ходу теплоносителя. Это позволяет существенно повысить точность измерения расхода теплоносителя.

На ряде зарубежных АЭС [2-5] с реакторами PWR система измерения расхода теплоносителя базирующаяся на гамма-кореляционном методе, успешно эксплуатируется как штатная и используется для тарировки традиционной методики измерений по перепаду давления на ГЦН. Достигнутая погрешность измерений составляет ~1.5% [6].

Для сохранения метрологических характеристик измерения расхода питательной воды в процессе эксплуатации РУ предлагается предусмотреть установку высокоточных ультразвуковых расходомеров. Точность определения объемного расхода питательной воды с помощью ультразвукового расходомера составляет 0,5% от номинального расхода

Датчики ультразвукового расходомера представляют из себя приемник и передатчик ультразвукового сигнала. Каждая пара датчиков образует акустический канал, по которому проходит ультразвуковой сигнал в двух направлениях – один сигнал, движущийся вместе с потоком, другой – против потока. Ультразвуковой расходомер измеряет время прохождения обоих сигналов. Разница между этими двумя периодами времени пропорциональна объемному расходу[7].

Для снижения погрешности определения температуры теплоносителя в горячих нитках первого контура предлагается размещать термодатчики максимально равномерно по периметру ГЦТ.

Для улучшения точности определения мощности по показаниям ДПЗ В НИЦ «КИ» проводятся работы по уточнению переходной функции от тока ДПЗ к энерговыделению в месте его размещения.

Выводы

Повышение точности контроля тепловой мощности, является одним из важнейших условий для безопасной и экономичной работы энергоблока на повышенной мощности. Для этого следует привлекать дополнительные способы расчета тепловой мощности, а также совершенствовать существующие средства контроля параметров, участвующих в расчете тепловой мощности РУ.

Более равномерное распределение температурных датчиков по периметру ГЦТ по сравнению с РУ В-320 позволяет ожидать существенно меньших погрешностей определения температуры теплоносителя в горячих нитках первого контура.

Внедрение альтернативного способа измерения расхода теплоносителя первого контура с помощью корреляционного расходомера на базе черенковских детекторов и альтернативного способа измерения расхода питательной воды с помощью ультразвуковых расходомеров, а также более равномерного распределения температурных датчиков по периметру ГЦТ, может повысить точность определения средневзвешенной тепловой мощности РУ до 1%, что повысит безопасность и экономичность работы энергоблоков на повышенной мощности.

Список литературы

1. Калинушкин А.Е., Мильто Н.В., Курченков А.Ю., Конин Д.И. Отчет. Анализ погрешности измерения параметров, используемых для расчетов тепловой мощности РУ и погрешностей расчетов тепловой мощности РУ в СВРК. инв.№ 32/1-87-111 от 21.03.2011.

2. Aspects of Reactor Power Control. Technical report L041. C97. RY5. Comanche Peak, USA. 1996.

3. Bouchet J.M. and oth. PWR primary flow measurements by correlation analysis of nitrogen 16 fluctuations. Progress in Nuclear Energy. V. 9, pp. 51-64. 1982.

4. DECOR. Direct measurement of the reactor coolant flow based on cross-correlation of Nitrogen 16 time fluctuation. Рекламный проспект Electricite de France. 1999.

5. S. Horanyi, D. Pallagi, T. Hargitai, S. Tozser. Experience with the operation of an on-line primary coolant flowmeter system based on N-16 noise analysis at Paks PWR. Progress in Nuclear Energy. Vol. 15, pp. 709-717. 1985г.

6. Ададуров А. Ф., Лазурин В. Т. – Атомная энергия, 1981, т.50, вып. 3, с. 211.

7. Техническое задание на создание системы ультразвукового измерения расхода питательной воды энергоблока АЭС с РУ ВВЭР-1000. ОАО «Атомтехэнерго». 2011г.

РАЗВИТИЕ МЕТОДИК КОНТРОЛЯ ТЕРМОМЕХАНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТОПЛИВА ВВЭР ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Евдокимов И.А., Лиханский В.В., Сорокин А.А., Канюкова В.Д., Зборовский В.Г., Алиев Т.Н., Горюшин И.О., Бурцев А.Ю.
ФГУП «ГНЦ РФ ТРИНИТИ», Троицк

Введение

Внедрение новых топливных циклов на АЭС с ВВЭР приводит к эксплуатации топлива в более жестких режимах. В конструкции твэлов уменьшается зазор между оболочкой и топливными таблетками, применяется утоненная оболочка. При этом контакт топливо-оболочка может наступать при меньших выгораниях ТВС. Опасность контакта топливо-оболочка связана с возникновением значительных растягивающих напряжений в оболочке при относительно быстрых повышениях температуры топлива. Например, это может происходить при работе реактора в маневренном режиме. При напряжениях выше предела прочности возможно образование сквозных трещин в оболочке и разгерметизация твэлов.

Маневренные режимы на энергетических реакторах достаточно широко применяются за рубежом. В настоящее время активно обсуждается возможность введения маневренных режимов работы на российских энергоблоках ВВЭР. Некоторые текущие зарубежные проекты поставок топлива ВВЭР предусматривают обоснование работы топлива при циклическом изменении мощности. Сценарии маневрирования для ВВЭР могут меняться в широких пределах. Относительно мягкий сценарий включает циклы 100-75-100% от уровня номинальной мощности ($N_{ном}$) со скоростью изменения нагрузки до 1% $N_{ном}$/мин. Более жесткий сценарий предполагает циклы 100-40-100% со скоростью 3% $N_{ном}$/мин. Проект АЭС-2006 предусматривает маневрирование в диапазоне 100-20-100% со скоростью до 5% $N_{ном}$/мин, [1].

Опасный уровень механических напряжений при резких набросах мощности можно оценить по результатам механических испытаний кольцевых образцов, вырезанных из оболочек отработавших штатных твэлов ВВЭР-1000, [2]. По данным испытаний, проводившихся при 380 °С, предел прочности оболочки в твэлах при выгораниях от ~ 30 МВт·сут/кгU (когда становится возможным контакт топливо-оболочка при маневрах мощности) составляет примерно 350 МПа. Если учесть, что с понижением температуры предел прочности повышается – примерно на 55-70 МПа на каждые 100 °С, [2], – то можно оценить, что для рабочих температур оболочки 300-330 °С предел прочности не ниже ~ 380 МПа.

Для обеспечения радиационной безопасности при осуществлении маневров мощности важно непрерывно контролировать запасы до пределов прочности оболочек твэлов. Наиболее адекватным расчетным средством для отслеживания термомеханического состояния твэлов являются специализированные топливные коды. Однако современные интегральные топливные коды требовательны к вычислительным ресурсам. При потвэльном контроле активной зоны ВВЭР необходимо одновременно проводить расчеты примерно для 50 тысяч твэлов в активной зоне с учетом неоднородности высотных распределений мощности и выгорания топлива. Построение on-line вычислительной системы на основе интегрального топливного кода, способной справиться с таким объемом одновременных расчетов, потребовало бы необоснованно больших финансовых затрат.

Альтернативным способом обеспечения адекватного анализа термомеханики топлива в on-line режиме является использование упрощенных моделей. Если такие модели правильно описывают основные закономерности механического взаимодействия топлива с оболочкой, то по количественным показателям в наиболее опасном диапазоне параметров их можно «настроить» путем кросс-верификации с детальными топливными кодами. При этом упрощенные модели оказываются расчетным средством, которое в on-line режиме может давать достаточную точность при невысоких вычислительных затратах. Примером успешного применения упрощенных расчетных методик для определения динамики напряжений в оболочках твэлов является модель XEDOR, разработанная для топлива BWR и PWR, [3]. Методика на основе модели XEDOR аттестована в надзорных органах США и применяется на коммерческих энергоблоках американских АЭС.

Идеология, заложенная в основу модели XEDOR, была использована и для разработки методики, предназначенной для оценки механических напряжений в оболочках твэлов ВВЭР. В методике использованы следующие упрощающие положения, которые с хорошей точностью характеризуют поведение твэлов в штатных условиях эксплуатации, включая маневренные режимы:

- топливные таблетки считаются абсолютно жесткими (модуль Юнга топлива E_f намного больше модуля Юнга E_c материала оболочки),
- ползучесть топлива пренебрежимо мала,
- термическую ползучесть оболочки можно описать упрощенной зависимостью в изотропном приближении.

В принятых приближениях методика дает консервативную оценку уровня напряжений в оболочке твэлов. В упрощенной постановке задача по термомеханике топлива рассматривается независимо для каждой высотной ячейки твэла.

Оценка вероятности контакта топливо-оболочка

В качестве первого шага при контроле термомеханического состояния топлива определяется наличие контакта между топливными таблетками и оболочкой в рассматриваемых условиях эксплуатации.

Момент возникновения контакта зависит от исходных геометрических параметров твэла. При производстве таблеток и оболочки существуют определенные допуски, регламентированные техническими условиями (ТУ). Поэтому даже при одинаковых условиях эксплуатации контакт топлива с оболочкой в разных твэлах (идентичной конструкции) может наступать в разное время. Это, в частности, является одной из причин разброса данных измерений зависимости зазора топливо-оболочка от выгорания при послереакторных исследованиях [4]. Следовательно, в каждый момент времени

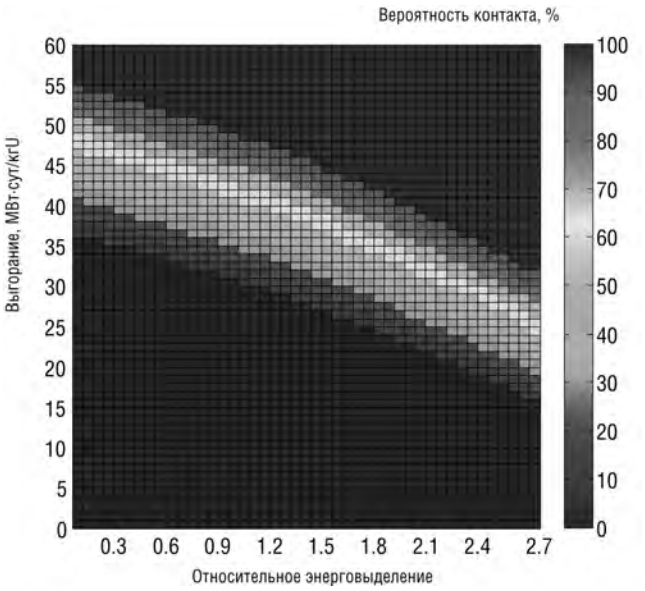


Рис. 1. Вероятность контакта топливо-оболочка (в % по цветовой шкале) в твэлах ТВС-2М в зависимости от локального выгорания и мощности.

можно говорить лишь о вероятности возникновения контакта топливного сердечника с оболочкой. Только в предельных случаях топлива с малым или, наоборот, с высоким выгоранием ситуация становится достаточно определенной. При низких выгораниях вероятность контакта близка к 0 (при номинальных условиях эксплуатации), при высоких – близка к 100%.

В штатных режимах эксплуатации термомеханическое состояние топлива при заданной мощности относительно слабо зависит от предыстории облучения и практически полностью определяется текущим выгоранием. Для экспресс-оценки на наличие контакта в зависимости от текущих мощности и выгорания по топливному коду следует провести серийные расчеты. В расчетах исходная ширина зазора между таблетками и оболочкой должна варьироваться в диапазоне, допустимом по ТУ для твэлов ВВЭР-1000 заданной конструкции. Пример таких расчетов по коду РТОП-СА показан на Рис. 1.

Сопоставляя результаты проведенных расчетов с текущими данными СВРК по локальному выгоранию и мощности твэлов в ТВС, можно получать экспресс-оценку вероятности контакта топливо-оболочка в различных участках активной зоны с низкими численными затратами. Это фактически дает возможность вести потвэльный on-line мониторинг.

Получаемые с помощью экспертной системы данные по вероятности контакта топливо-оболочка в ТВС активной зоны дают первичную информацию для расчета механических напряжений в оболочках твэлов. Также эти данные позволяют определять ТВС с наиболее высоким уровнем напряжений в случае маневрирования мощностью реактора. Если по активности теплоносителя появляются признаки наличия дефектного топлива в активной зоне и для каких-то ТВС расчетные напряжения в оболочках твэлов в ходе кампании приближались к верхней границе допустимых значений, то на такие сборки следует обратить особое внимание при проведении КГО.

Оценка механических напряжений в оболочках твэлов

Основу модели для оценки механических напряжений в оболочках твэлов составляют несколько уравнений. Первое уравнение описывает изменение во времени ширины зазора топливо-оболочка:

$$\Delta h_{gap}(t) = \Delta h_{Bu} - u_T + \Delta h_c . \qquad (1)$$

В правой части уравнения Δh_{Bu} – изменение зазора за счет радиационной ползучести оболочки, а также доспекания, распухания и релокации топлива, u_T – изменение внешнего радиуса топливной таблетки за счет термического расширения, Δh_c – деформация оболочки, включая упругую составляющую и составляющую за счет термической ползучести. Величина u_T является функцией мощности энерговыделения и выгорания топлива. Значения u_T определяются заранее по результатам расчетов с помощью топливного кода.

Пока в твэле сохраняется зазор между топливом и оболочкой, в оболочке действуют сжимающие окружные напряжения. Их величина определяется разностью между давлением теплоносителя P_0 и давлением газа внутри твэла P_i:

$$\sigma_P \approx \frac{R_c}{H}(P_i - P_0) \qquad (2)$$

(σ_P – отрицательная величина). Здесь R_c и H – внутренний радиус и толщина оболочки, соответственно.

Когда газовый зазор схлопывается, таблетки начинают давить на оболочку, Для определения величины напряжений σ_x в оболочке, вызванных контактным взаимодействием с топливом, необходимо интегрировать уравнение

$$\frac{(1-\mu_c^2)}{E_c}\frac{d\sigma_x}{dt} = \frac{1}{R_c}\left(\frac{du_T}{dt} - \frac{d\Delta h_{Bu}}{dt}\right) - f(\sigma_x), \qquad (3)$$

где μ_c – коэффициент Пуассона для оболочки, а функция f описывает зависимость термической ползучести оболочки от уровня напряжений. Движущую силу для роста напряжений характеризует член в круглых скобках в правой части уравнения . При набросах мощности он определяется скоростью термического расширения топливных таблеток du_T/dt; в квазистационарных условиях – скоростью распухания топлива по мере выгорания $d\Delta h_{Bu}/dt$. Член $f(\sigma_x)$ в выражении соответствует релаксации напряжений. Полные окружные напряжения в оболочке есть $\sigma = \sigma_P + \sigma_x$.

Уравнение остается справедливым, пока величина σ_x положительна. На этой стадии в оболочке накапливаются пластические деформации, вызванные ползучестью материала:

$$\Delta h_c = \Delta h_\varepsilon(\sigma) + R_c \int f(\sigma_x)dt . \qquad (4)$$

При этом правая часть тождественно равна нулю. В выражении величина $\Delta h_\varepsilon(\sigma)$ описывает упругие деформации оболочки. Она включает две составляющие. Во-первых, это деформация за счет разности давления теплоносителя и давления газа под оболочкой твэла:

$$\Delta h_{\varepsilon,P} = R_c \frac{R_c}{h}\frac{P_i - P_0}{E_c}(1-\mu^2). \qquad (5)$$

При возникновении контакта между топливом и оболочкой, когда в уравнении $\Delta h_{gap} = 0$, появляется вторая упругая составляющая деформации оболочки, связанная с контактным давлением между топливом и оболочкой:

$$\Delta h_{\varepsilon,\kappa} = R_c \frac{\sigma_x}{E}\left(1-\mu^2\right). \quad (6)$$

Когда вследствие релаксационных процессов или из-за снижения мощности значение σ_x обращается в ноль, мы снова приходим к уравнению .

Применение методики контроля термомеханического состояния топлива

Описанная выше методика контроля термомеханического состояния топлива программно реализована в виде отдельного блока экспертной системы по сопровождению эксплуатации топлива ВВЭР [5]. При наличии потвэльных данных СВРК методику можно использовать для определения состояния топлива и динамики напряжений в оболочке каждого твэла в активной зоне. В настоящее время архивация потвэльных данных СВРК реализована на 5-ом блоке НВАЭС. Поскольку 5-й блок НВАЭС в настоящее время не эксплуатируется в маневренном режиме, для демонстрации возможностей методики был подготовлен модельный сценарий изменения мощности реактора. Сценарий включал в себя несколько подъемов и сбросов мощности в течение примерно 5-ти суток. Характерное время изменения мощности составляло около 3 часов (см. Рис.2).

На Рис.3 показана картограмма одной из ТВС активной зоны с оценкой вероятности контакта топливо-оболочка в твэлах при сценарии облучения, заданном на Рис.2.



Рис. 2. Модельный сценарий изменения средней линейной мощности энерговыделения (кВт/м) в твэлах активной зоны.

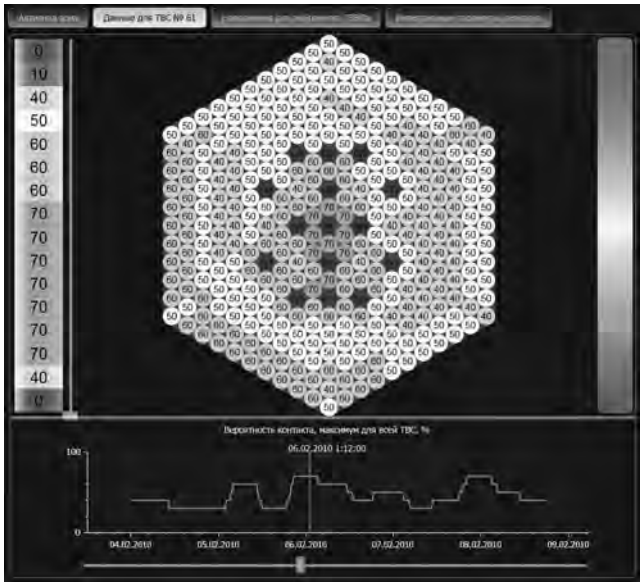


Рис. 3. Пример оценки вероятности контакта топливо-оболочка в твэлах одной из ТВС активной зоны.

Для каждой высотной зоны твэла или твэла в целом можно получить более детально параметры механического взаимодействия топлива с оболочкой. Пример такого анализ с помощью разработанной методики приведен на Рис.4.

В верхней части Рис.4 показаны данные по локальной мощности в одном из твэлов активной зоны. Выгорание топлива составляет около 38 МВт·сут/кгU и мало меняется на рассматриваемом интервале времени (~ 5 дней). Ниже приведены данные по изменению ширины зазора и окружных напряжений в оболочке в рассматриваемой высотной зоне твэла.

При проведении расчетов для модельного сценария маневрирования предполагалось, что к начальному моменту времени на Рис.4 происходит полная релаксация напряжений в твэле и таблетки не оказывают давления на оболочку. В начальный момент времени, несмотря на нулевой зазор, в оболочке действуют сжимающие напряжения, обусловленные разностью давления теплоносителя и давления газа внутри твэла. При первом снижении мощности на Рис.4 за счет уменьшения температуры топлива и внешнего диаметра таблеток появляется небольшой газовый зазор. При подъеме мощности выше исходного уровня зазор исчезает и в оболочке возникают растягивающие напряжения. На этой стадии в оболочке начинают накапливаться пластические деформации. Поэтому при следующем сбросе мощности ширина зазора оказывается больше (ср. второй и первый пики на среднем графике Рис.4). При новом подъеме мощности до еще более высокого уровня зазор вновь схлопывается и в оболочке снова возникают растягивающие напряжения. Поскольку уровень напряжений оказывается выше, то возрастает и скорость релаксации напряжений (скорость снижения напряжений после достижения пикового значения). Аналогичным образом можно проследить динамику изменения зазора и напряжений до конца рассматриваемого интервала времени.

Реализованная методика нетребовательна к вычислительным ресурсам. Расчетный потвэльный анализ всей активной зоны занимает доли секунды. Это позволяет использовать разработанную методику в режиме on-line.

Выводы

Разработана методика оценки термомеханического состояния топлива на блоках ВВЭР. Методика нетребовательна к вычислительным ресурсам и позволяет проводить потвэльный анализ термомеханики топлива в режиме on-line с учетом высотных профилей энерговыделения и энерговыработки. В качестве входных данных для анализа состояния топлива предполагается использовать данные СВРК. Разработанная методика позволяет определять вероятность контакта топливо-оболочка и рассчитывать динамику механических напряжений в оболочках твэлах в заданных режимах по скорости изменения мощности.

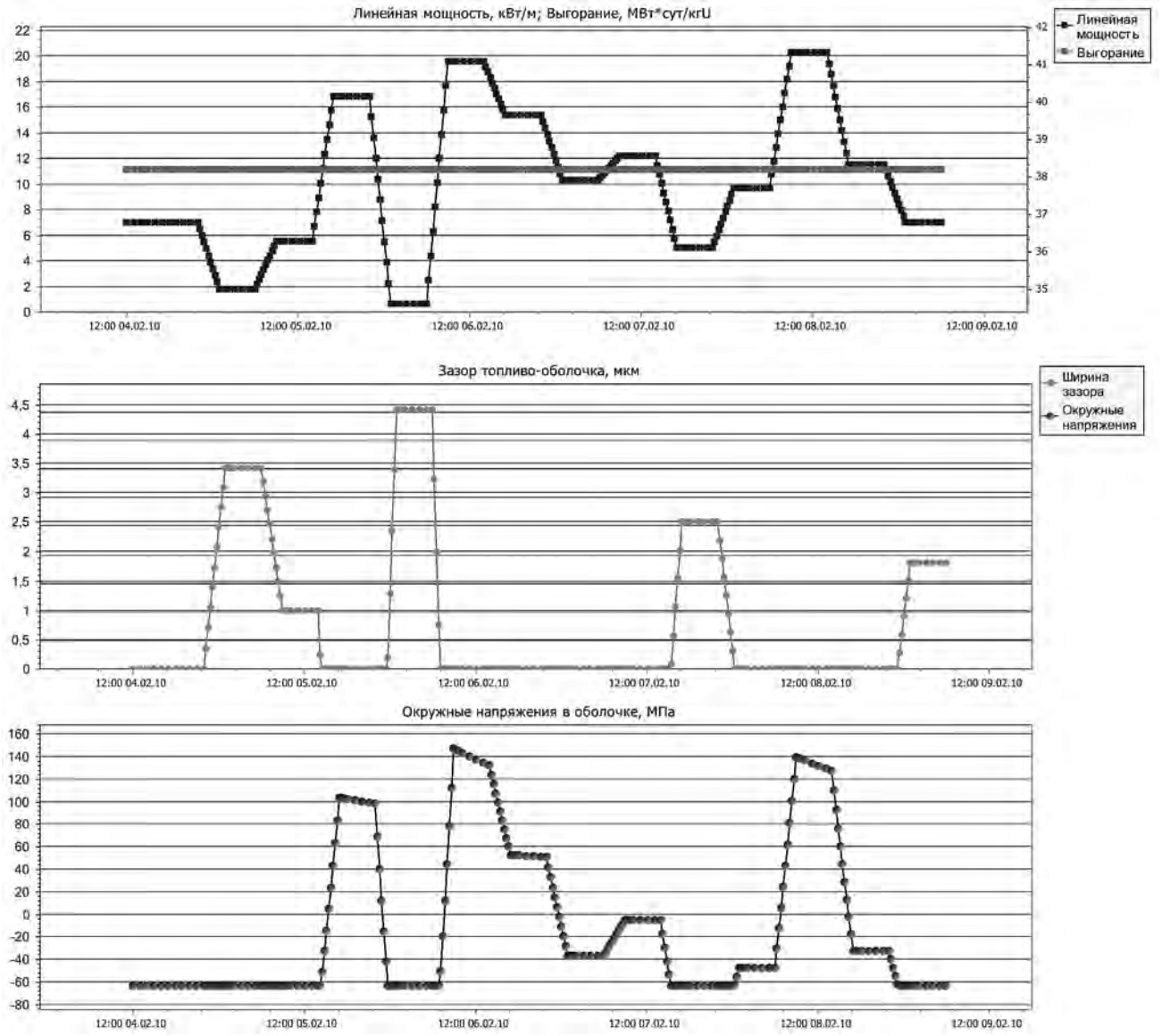


Рис. 4. Изменение во времени линейной мощности, выгорания, ширины зазора и растягивающих напряжений в оболочке в одном из твэлов активной зоны.

Список литературы

1. А.А. Тузов. Ядерное топливо для реакторов ВВЭР: современное состояние и перспективы. Научно-практический семинар по вопросам эксплуатации и перспективам совершенствования российского ядерного топлива для АЭС с ВВЭР, г. Балаково, БалАЭС, 23-24 июня, 2009 г.

2. Г.П. Кобылянский, А.Е. Новоселов. Радиационная стойкость циркония и сплавов на его основе. Справочные материалы по реакторному материаловедению. ГНЦ РФ НИИАР, Димитровград, 1996.

3. Y.M. Farawila, M.R. Billaux 2007. XEDOR – Reduced Order Stress Model for Online Maneuvering of Boiling Water Reactors. Proc. Int. LWR Fuel Performance Meeting – TopFuel, San Francisco, CA, USA, Sept. 30 – Oct. 3, 2007, paper 1059, pp.153-158.

4. А.В. Смирнов, Б.А. Канашов, Д.В. Марков и др. Взаимодействие между топливом и оболочкой в твэлах ВВЭР. Межд. сем. по взаимодействию топливо-оболочка в твэлах легководных реакторов, 8-11 марта 2004, г. Кадараш, Франция.

5. В.В. Лиханский, И.А. Евдокимов и др. Создание компьютерной системы по сопровождению эксплуатации ядерного топлива на энергоблоках ВВЭР-1000». «Ядерная физика и инжиниринг», т.1, №5, 2010, с.420-429.

РАЗВИТИЕ МЕТОДИКИ КГО С ЦИКЛИРОВАНИЕМ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ МОДЕРНИЗИРОВАННОГО ТОПЛИВА ВВЭР

Лиханский В.В., Зборовский В.Г., Евдокимов И.А., Сорокин А.А.
ГНЦ РФ ТРИНИТИ, Троицк
Иванов Н.А.
ОКБ ГИДРОПРЕСС, Подольск

Введение

В настоящее время в России проводятся работы, направленные на повышение экономической эффективности и безопасности использования ядерного топлива реакторов типа ВВЭР. Модернизируется топливо для действующих блоков (ВВЭР-440, ВВЭР-1000), а также разрабатываются новые проекты энергоблоков с реакторами типа ВВЭР (АЭС-2006, ВВЭР-ТОИ). Основные усовершенствования включают в себя:

- увеличение загрузки топлива (увеличение внешнего диаметра таблетки, уменьшение/исключение центрального отверстия, увеличение высоты топливного столба);
- переход на топливо с крупным зерном;
- изменение условий эксплуатации (повышение температуры и давления теплоносителя, повышение тепловой мощности);
- повышение обогащения топлива.

В связи с этим модернизируется и методика контроля герметичности оболочек (КГО). Целью КГО на остановленном реакторе в ходе планово-перегрузочных работ (ППР) является решение следующих задач:

- достоверное выявление негерметичных ТВС;
- определение степени негерметичности твэлов в составе ТВС;
- определение количества дефектных твэлов в ТВС.

Если процедура КГО позволяет решить поставленные задачи, то возможно принятие решения на станции о целесообразности дожигания негерметичной ТВС или о способе хранения отработавшего топлива.

Для топлива ВВЭР разработана методика КГО с циклированием давления [1, 2], при которой осуществляются многократные подъемы и снижения давления в пенале системы обнаружения дефектных сборок (СОДС) (режим циклирования давления осуществляется в течение 20 минут, давление в контуре СОДС изменяется от 0,1 до 0,5 МПа с периодом, равным одной минуте). При этом происходит эффективный массоперенос внутри твэла и возрастает вынос активности через дефект в оболочке негерметичного твэла, что позволяет повысить надежность идентификации негерметичных ТВС. Во время проведения КГО с циклированием давления производится регулярный отбор проб воды для регистрации кинетики удельной активности реперных радионуклидов, выходящих из негерметичных твэлов.

Данные по измеренной кинетике выхода удельной активности сравниваются с картами кинетических зависимостей, указанными в руководящей документации по регламенту КГО. На основании сравнения оценивается эффективный гидравлический диаметр дефекта в оболочке негерметичного твэла.

При выявлении по результатам КГО с циклированием давления негерметичной ТВС с малым размером дефекта возможно проведение расчета с помощью кода РТОП-СА [3], прогнозирующего поведение активности в теплоносителе первого контура при эксплуатации этой ТВС в составе новой топливной кампании. По результатам прогноза на станции, при необходимости, принимается решение о возможности дожигания негерметичного топлива.

Для решения вопроса обращения с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ), в частности, возможности хранения в бассейне выдержки, также выработаны критерии, позволяющие оценивать состояние негерметичного топлива по результатам КГО с циклированием давления.

В данной работе представлены рассчитанные карты кинетических зависимостей, по которым возможна оценка степени дефектности модернизированного топлива ВВЭР.

Критерии степени дефектности негерметичного топлива

Степень дефектности негерметичного твэла принято характеризовать двумя состояниями. Это так называемая «газовая неплотность» и «прямой контакт» топлива с теплоносителем. Твэлы с «газовой неплотностью» имеют малый размер дефекта, и при их хранении в бассейне выдержки формируется газовая «подушка» вблизи дефекта, не допускающая поступления теплоносителя внутрь твэла. Силы поверхностного натяжения на границе раздела газ-теплоноситель препятствуют контакту топлива с теплоносителем бассейна выдержки и выносу топливной композиции через дефект в условиях хранения в бассейне выдержки (при суточных колебаниях атмосферного давления и температуры воздуха). При больших размерах дефектов в твэле сил поверхностного натяжения на границе раздела теплоноситель-газ, вообще говоря, оказывается недостаточно для стабилизации «газовой неплотности». В этом случае возможен «прямой контакт» топлива с теплоносителем бассейна выдержки и вынос частиц топлива.

Для установления критериев, при которых твэлы могут считаться газонеплотными на стенде ПЕНАЛ [4] было проведено несколько серий экспериментов [5]. В первой серии определялись условия натекания теплоносителя в негерметичный твэл. Во второй серии моделировалось формирование газовой неплотности за счет выхода ГПД и образования водорода в дефектном твэле во время хранения. Также были выполнены расчеты с помощью кода РТОП-КГО [6], моделирующие проведенные эксперименты. Экспериментальные и расчетные данные показали, что при диаметре дефекта не более 50 мкм в твэле формируется «газовая неплотность». При эффективном гидравлическом диаметре дефекта 120 мкм и более возможно наступление «прямого контакта» топлива с теплоносителем при хранении в бассейне выдержки. При гидравлических диаметрах дефектов более 50 мкм и менее 120 мкм возможны конфигурации мелких трещин в топливе, находящемся в придефектной области, в которых за счет эффекта поверхностного натяжения газовая фаза будет препятствовать поступлению теплоносителя внутрь негерметичного твэла. Таким образом, при размере дефекта от 50 до 120 мкм вывод о наличии прямого контакта топлива с теплоносителем можно сделать при условии возрастания активности твердых продуктов деления и трансурановых элементов в теплоносителе пенала СОДС в процессе КГО с циклированием давления. Критерий «газовой неплотности», принятый EDF [7,8], предполагает, что пороговый эквивалентный гидравлический диаметр дефекта составляет 35 мкм.

Методика оценки степени дефектности негерметичного топлива

Оценка степени дефектности негерметичного топлива проводится по результатам сравнения данных КГО с циклированием давления в пенале СОДС с расчетными картами кинетических зависимостей выхода активности из негерметичного твэла.

Построение карт кинетических зависимостей проводится в нескольким этапов. В качестве исходных данных берутся эксплуатационные и геометрические характеристики топлива, а также данные о распределении энерговыделения топлива по высоте активной зоны. С помощью кода РТОП-СА моделируется поведение дефектного топлива в процессе эксплуатации. В расчетах учитываются неопределенности, связанные с геометрическими параметрами твэлов и характеристиками возможного дефекта: величина зазора топливо/оболочка, высотное расположение дефекта. Результа-

том проведенных расчетов является библиотека данных по зазорам топливо/оболочка и межтаблеточным зазорам для различных параметров дефектных твэлов (год эксплуатации, величина дефекта).

Далее моделируется процесс выноса РПД из дефектных твэлов при проведении КГО с циклированием давления в пенале СОДС с помощью кода РТОП-КГО. Рассматривается сценарий изменения давления, учитывающий транспортные операции и процесс циклирования. В ходе расчетов определяются графики кинетических зависимостей выхода активностей из дефектных твэлов, которые соответствуют негерметичным твэлам с различными параметрами (размер зазора топливо/оболочка, размер дефекта, высотное положение дефекта).

Для унифицированной обработки измерений активности различных радионуклидов графики кинетических зависимостей нормированы в соответствии с руководящей документацией [1, 2]:

$$A_{отн} = \frac{A_{цикл} - A_{нач}}{A_{кон} - A_{нач}} \qquad (1),$$

где $A_{отн}$ – внормированное значение активности, $A_{цикл}$ – удельная активность реперного радионуклида в процессе циклирования, $A_{кон}$ – удельная активность на конец циклирования, $A_{нач}$ – удельная активность на начало циклирования.

Для каждого эффективного диаметра дефекта твэла определенного года эксплуатации график выноса активности усредняется по возможным вариантам неопределенности, связанным с начальным размером зазора топливо/оболочка и высотным положением дефекта.

Таким образом, для каждого года эксплуатации определяются графики, характерные для различных размеров дефектов. На основе экспериментальных данных по значениям активности в пробах можно оценить эффективный гидравлический диаметр дефекта негерметичного твэла. Для этого, аналогично формуле (1), проводится нормировка полученных значений активностей различных нуклидов и подбирается наиболее подходящий график из карты кинетических зависимостей. Далее по соответствующим прилагающимся таблицам определяются параметры дефекта, см. [9].

Карты кинетических зависимостей для модернизированного топлива ВВЭР

На Рисунках 1-4 показаны карты нормированных кинетических зависимостей выноса радионуклидов из негерметичного твэла при КГО с циклированием давления для модернизированного топлива реакторов ВВЭР-1000 (ТВСА-PLUS, ТВС-2М, ТВСА-АЛЬФА), ВВЭР-440 (РК-3), а также топлива для проекта АЭС-2006. В таблице 1 представлены геометрические параметры твэлов ВВЭР в исходном состоянии. В сводных таблицах 2-5 показано соответствие различных кинетических зависимостей на рисунках диапазону размеров дефекта в оболочке негерметичных твэлов. Диапазоны приведены с учетом вариации параметров дефектов, неопределенности исходных параметров твэлов и точности измерений активности в отбираемых пробах [9]. Видно, что диапазоны эффективных гидравлических диаметров дефекта твэла, вычисленные для кривых кинетических зависимостей с учетом рассмотренных неопределенностей, не перекрываются полностью. Это дает возможность оценивать степень дефектности твэла по значениям активности, измеренным при проведении КГО с циклированием давления.

В то же время уменьшение зазора топливо/оболочка и уменьшение/исключение центрального отверстия в модернизированном топливе приводит при эксплуатации к более раннему наступлению контакта между топливом и оболочкой. При отсутствии центрального отверстия и малом зазоре топливо/оболочка кинетика выхода активности определяется в основном гидравлическим сопротивлением зазора и слабо зависит от величины гидравлического диаметра дефекта. По этой причине оценка эффективного гидравлического диаметра дефекта возможно для модернизированного топлива ВВЭР без центрального отверстия только при сравнительно небольшом выгорании. Так, для топлива ТВСА-АЛЬФА построены карты только для первого года эксплуатации, для топлива РК-3 карты построены для первого и второго года эксплуатации. Для топлива ТВСА+, ТВС-2М и топлива АЭС-2006, где присутствует центральное отверстие, карты построены для первого, второго и третьего года эксплуатации.

Таблица 1. Геометрические параметры твэлов реактора ВВЭР

Тип ТВС	Диаметр таблетки, мм		Высота топлива, см	Газовый зазор, мкм
	Внутренний	Внешний		
ТВСА, ТВС-2	1,5	7,57	355	125
ТВСА-АЛЬФА	0	7,8	355	110
ТВСА+ ТВС-2М	1,2	7,6	368	110
РК-3	0	7,8	248	110
Топливо АЭС-2006	1,2	7,6	373	110

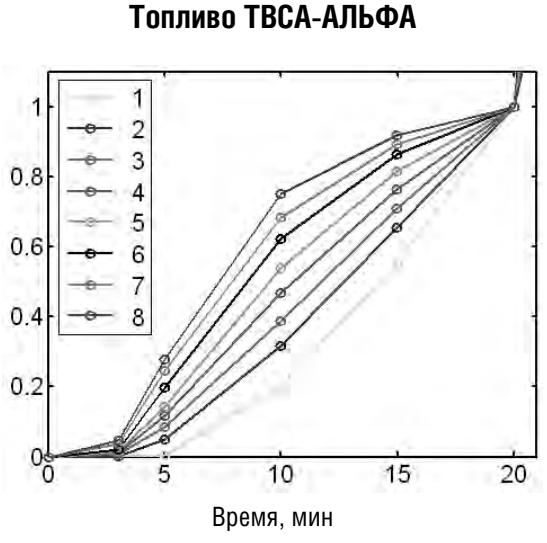


Рис.1. Карты нормированных кинетических зависимостей для негерметичных твэлов топлива ТВСА-АЛЬФА после первого года эксплуатации (среднее выгорание 14 МВт·сут/кгU).

Таблица 2. Соответствие кинетических зависимостей величине эффективного гидравлического диаметра дефекта, Рис.1.

Номер линии	Соответствующий диапазон размера дефекта, мкм	
	Неопределенность измерений 5%	**Неопределенность измерений 15%**
1	от 29 до 34	от 29 до 34
2	от 32 до 47	от 32 до 50
3	от 34 до 60	от 34 до 67
4	от 37 до 75	от 36 до 77
5	от 40 до 80	от 38 до 85
6	от 54 до 95	от 47 до 170
7	от 75 до 170	больше 65
8	Больше 95	больше 77

Топливо ТВС-2М и ТВСА+

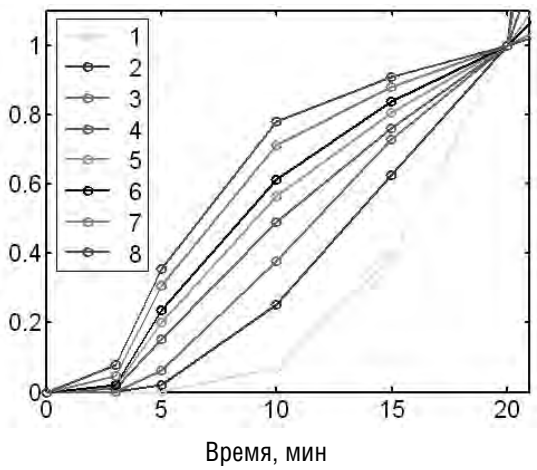


Рис. 2. Карты нормированных кинетических зависимостей для негерметичных твэлов топлива ТВС-2М и ТВСА+ после первого года эксплуатации (среднее выгорание 16 МВт·сут/кгU).

Таблица 3. Соответствие кинетических зависимостей величине эффективного гидравлического диаметра дефекта, Рис.2.

Номер линии	Соответствующий диапазон размера дефекта, мкм	
	Неопределенность измерений 5%	**Неопределенность измерений 15%**
1	от 29 до 34	от 29 до 34
2	от 33 до 40	от 33 до 40
3	от 36 до 45	от 35 до 45
4	от 45 до 73	от 44 до 80
5	от 50 до 95	от 48 до 100
6	от 56 до 105	от 51 до 120
7	больше 80	больше 67
8	больше 90	больше 80

Карты нормированных кинетических зависимостей для негерметичного топлива ТВС-2М и ТВСА+ после второго и третьего года эксплуатации представлены в [2].

Топливо РК-3

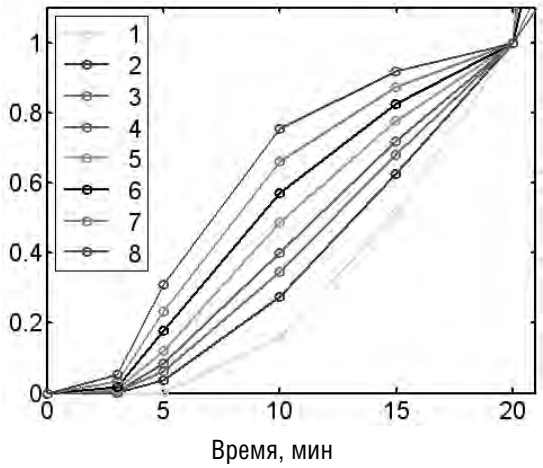


Рис. 3. Карты кинетических зависимостей для негерметичных твэлов топлива РК-3 реактора ВВЭР-440 после первого года эксплуатации.

Таблица 4. Соответствие кинетических зависимостей величине эффективного гидравлического диаметра дефекта, Рис.3.

Номер линии	Соответствующий диапазон размера дефекта, мкм	
	Неопределенность измерений 5%	**Неопределенность измерений 15%**
1	от 29 до 32	от 29 до 32
2	от 32 до 45	от 32 до 46
3	от 35 до 52	от 34 до 56
4	от 37 до 58	от 36 до 63
5	от 42 до 67	от 40 до 73
6	от 54 до 90	от 50 до 95
7	от 70 до 110	от 63 до 125
8	больше 95	больше 85

Топливо АЭС-2006

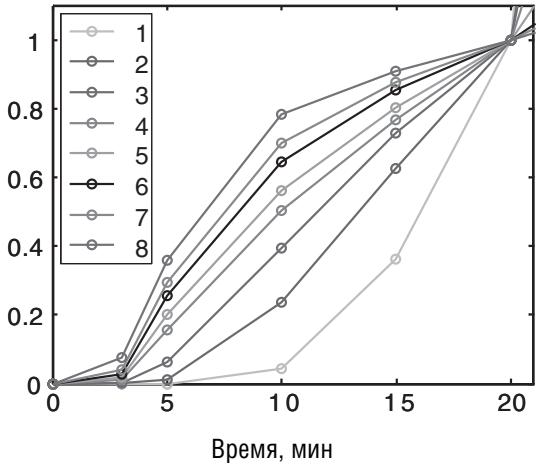


Рис.4. Карты кинетических зависимостей для негерметичных твэлов топлива АЭС-2006 после первого года эксплуатации.

Таблица 5. Соответствие кинетических зависимостей величине эффективного гидравлического диаметра дефекта, Рис.4.

Номер линии	Соответствующий диапазон размера дефекта, мкм	
	Неопределенность измерений 5%	Неопределенность измерений 15%
1	от 28 до 33	от 28 до 33
2	от 33 до 38	от 33 до 39
3	от 37 до 44	от 36 до 45
4	от 48 до 77	от 46 до 80
5	от 53 до 90	от 50 до 100
6	от 60 до 110	от 56 до 120
7	от 85 до 140	больше 63
8	больше 95	больше 90

Карты нормированных кинетических зависимостей для негерметичного топлива АЭС-2006 после второго и третьего года эксплуатации представлены в [9].

Критериальные кривые для качественной оценки степени негерметичности твэла

Когда персоналу АЭС необходимо оценить состояние негерметичной ТВС, целесообразно применение подхода, который состоит в использовании критериальных кривых. Такой подход позволяет делать вывод о состоянии негерметичного топлива, не прибегая к оценкам эффективного гидравлического диаметра дефекта с помощью карт кинетический зависимостей или прямых расчетов. Суть подхода состоит в следующем. Для каждого заданного порогового размера дефекта (35, 50 и 120 мкм) проводятся расчеты с помощью кода РТОП-КГО, в которых варьируется высотное положение дефекта и параметры твэла в диапазоне неопределенностей для каждого года эксплуатации и конструкции топлива. Получаемые при расчетах кинетические зависимости наносятся на одну карту и строятся две линии, огибающие снизу и сверху все эти зависимости. В результате определяются три области. Область ниже нижней огибающей соответствует размерам дефектов менее порогового для ТВС заданного типа и года эксплуатации. Область выше верхней огибающей соответствует размерам дефектов более порогового для ТВС заданного типа и года эксплуатации. Промежуточная область не дает однозначного ответа на величину эффективного гидравлического диаметра в оболочке твэла. На рисунках 5 и 6 показаны примеры критериальных кривых для топлива ТВСА, ТВС-2М и ТВСА-АЛЬФА после первого года эксплуатации.

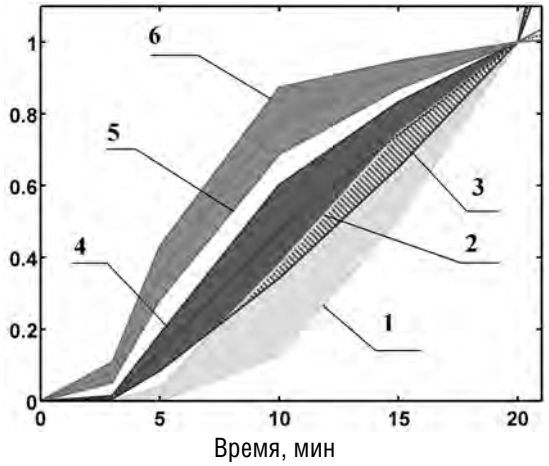


Рис. 5. Диапазон возможных нормированных кривых кинетики выноса активности для топлива ТВСА, ТВС-2М с центральным отверстием и увеличенной длиной топливного столба после 1 года эксплуатации (среднее выгорание 16 МВт·сут/кгU). ▒ – дефект 35 мкм, ▒ – дефект 50 мкм, ▒ – дефект 120 мкм.

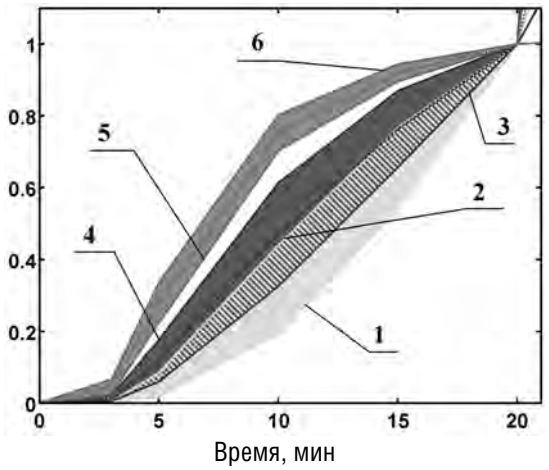


Рис. 6. Диапазон возможных нормированных кривых кинетики выноса активности для топлива ТВСА-АЛЬФА после 1 года эксплуатации (среднее выгорание 14 МВт·сут/кгU). мин. ▒ – дефект 35 мкм, ▒ – дефект 50 мкм, ▒ – дефект 120 мкм.

Выводы

В настоящее время методика КГО с циклированием давления, а также критерии по степени дефектности твэлов включены в руководящие документы концерна «Росэнергоатом» [1, 2]. Учитывая модернизацию топлива ВВЭР, особую важность имеет своевременная адаптация существующей методики КГО под новое топливо. Решение этой задачи позволит увеличить эффективность топливоиспользования и повысить радиационную безопасность при эксплуатации энергоблока.

В данной работе представлены рассчитанные карты кинетических зависимостей по выходу активности из негерметичного твэла для оценки эффективного гидравлического диаметра дефекта для новых видов топлива (ВВЭР-1000 (ТВСА-PLUS, ТВС-2М, ТВСА-АЛЬФА), ВВЭР-440 (РК-3), топлива АЭС-2006). На основании этих данных и по результатам КГО с циклированием давления в пенале СОДС возможно оценить степень дефектности ТВС и принять решение о дальнейшем использовании негерметичного топлива (возможность дожигания негерметичной сборки, возможность вывоза негерметичных ТВС на заводы переработки ОЯТ).

Список литературы

1. Типовая методика контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов. Сборки тепловыделяющих ядерных реакторов ВВЭР-440. РД ЭО 1.1.2.10.0522-2008 ЭНЕРГОАТОМ.

2. Типовая методика контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов. Сборки тепловыделяющих ядерных реакторов ВВЭР-1000. РД ЭО 1.1.2.10.0521-2008 ЭНЕРГОАТОМ.

3. V.Likhanskii, I. Evdokimov, O.Khoruzhii, A.Sorokin, V.Novikov, “Modeling of fission product release from defective fuel rods under WWER operation conditions and in leakage tests during refueling,” Proc. of the 2004 Int. Meeting on LWR Fuel

Performance, Orlando, Florida, September 19-22, 2004, Paper 1083, pp. 798-812.

4. В.В. Лиханский, Н.М. Ефремов, Д.А. Кириленко и др. Экспериментальные внереакторные исследования по моделированию процессов массопереноса для развития методик контроля герметичности оболочек твэлов реакторов ВВЭР. ВАНТ, серия: Обеспечение безопасности АЭС. Реакторные установки с ВВЭР, вып. 15, 2006 г., с. 145-157.

5. В.В. Лиханский, Н.М. Ефремов, Д.А. Кириленко, И.А. Евдокимов, В.Г. Зборовский, Ю.М. Лобков. Исследования по установлению критерия на размеры дефекта в ОТВС реакторов типа ВВЭР, для которых отсутствует контакт топлива с теплоносителем. 6-я международная научно-техническая конференция "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики", Москва, 21-23 мая 2008 г., с. 766-771.

6. В.Г. Зборовский, В.В. Лиханский, И.А. Евдокимов и др. Моделирование выноса радионуклидов при контроле герметичности тепловыделяющих элементов на остановленном реакторе. Математическое моделирование, 2011. т.23, №7, с.145-160.

7. Bournay P., «Management of Failed Fuel During Operation: French Policy and Experience», Proc. Tech. Meeting «Fuel failure in normal operation of water reactors: experience, mechanisms and management», Dimitrovgrad, Russia, 26-29 May 1992, pp.147-151.

8. Bournay P., «Management of Failed Fuel During Operation – French Policy and Experience», Proc. Int. Topical Meeting on LWR Fuel Performance, West Palm Beach, Florida US, 17-21 April, 1994, ANS, La Grange Park, Ill., USA (1994) 477.

9. Н.А. Иванов, В.В. Лиханский, В.Г. Зборовский, А.А. Сорокин. Оценка эффективного гидравлического диаметра дефектов негерметичных твэлов по результатам контроля герметичности оболочек с циклированием давления с применением расчетных кодов РТОП-СА и РТОП-КГО. Тяжелое машиностроение, 2011, №7, с.31-37.

ОПТИМИЗАЦИЯ СПОСОБА ДОЗИРОВАНИЯ ЦИНКА В ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ РБМК И ВВЭР

Корнеев А.Е., Европин С.В., Иванов А.Д., Белоус В.Н., Юрманов В.А., Григорович С.М., Юрманов Е.В.
ОАО «Ордена Ленина Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехники имени Н.А.Доллежаля»

Введение

С 1980-х г. на зарубежных кипящих энергетических реакторах (BWR) и 1990-х г. на значительной части реакторов с водой под давлением (PWR) используются микродобавки цинка в теплоносителе контуров циркуляции с целью подавления процессов коррозии, коррозионного растрескивания и накопления радионуклидов кобальта, повышения надежности работы оборудования, уменьшения количества проводимых дезактиваций и, тем самым, сокращения количества радиоактивных отходов [1-3].

1. Анализ способов дозирования цинка на АЭС

Запатентованная компанией «Дженерал Электрик» технология GEZIP™ предусматривает ряд способов дозирования цинка в водный теплоноситель АЭС [4]:

- применение циркуляция части потока теплоносителя через емкость с таблетированным оксидом цинка;
- использование суспензии или пасты оксида цинка;
- дозирование водных растворов ацетата цинка.

Недостатками известных способов ведения ВХР, предусматривающих дозирование оксида цинка в виде суспензии, пасты, солей цинка или раствора, образующегося при пропускании воды через слой спеченных гранул, являются:

- отсутствие равномерного поступления цинка ко всем поверхностям контура циркуляции из-за большой протяженности и разветвленности трубопроводов КМПЦ РБМК-1000 при дозировании в виде суспензии или пасты;
- возможность осаждения наиболее крупных частиц оксида цинка в застойных зонах, что снизит эффективность и равномерность воздействия цинка на поверхности контура циркуляции теплоносителя;
- низкая растворимость оксида цинка в воде (менее 1 мг/л) и малая удельная поверхность гранулированного оксида цинка в дозирующем устройстве обуславливают сложность устойчивого поддержания концентрации цинка в заданном диапазоне при его дозировании в контур циркуляции теплоносителя;
- изменение анионного состава теплоносителя при введении растворимых солей цинка, что может оказать негативное влияние на коррозионное состояние элементов контура циркуляции. В частности, применение ацетата цинка может приводить к образованию углеродистых отложений в реакторах с водой под давлением и подкислению пара и конденсата в кипящих реакторах вследствие радиолитического разложения ацетатов.

В 1996 году на Смоленской АЭС проведены испытания модельного узла дозирования цинка в линию отбора проб на выходе установки очистки конденсата турбин. Концентрация цинка на выходе дозатора с таблетками окиси цинка составила 80 мкг/дм^3, что соответствовало концентрациям 2 и 5 мкг/дм^3 в питательной и реакторной воде, соответственно. Согласно результатам испытаний данный способ нуждается в значительном усовершенствовании, поскольку дозирование взвеси с большим разбросом частиц по размерам не обеспечивает равномерное распределение и воздействие дозируемого цинка по всей поверхности контура циркуляции теплоносителя [1].

В качестве альтернативных способов дозирования цинка рассматривались фильтр-дозатор с кипящим слоем, растворы солей цинка, а также коррозионное и электрохимическое растворение металлического цинка. Все вышеперечисленные способы оказались недостаточно технологичными или непригодными по различным причинам.

Наиболее просты и компактны дозаторы растворенных солей цинка (рис.1). Однако при этом неизбежно загрязнение теплоносителя посторонними анионами.

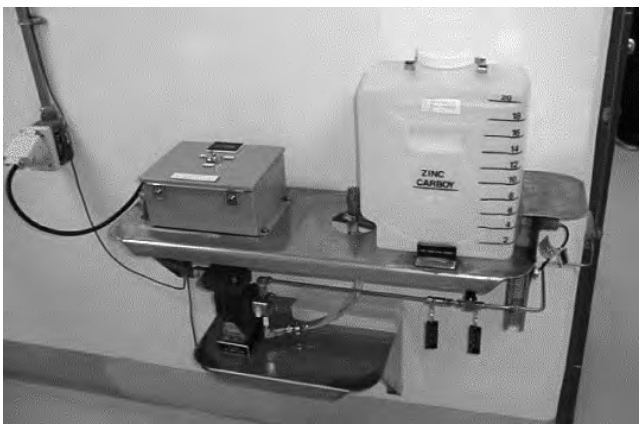


Рис. 1. Устройство для дозирования растворимых солей цинка

Применение хлоридов, фторидов и сульфатов недопустимо из-за их коррозионной агрессивности. Введение нитратов усиливает радиолитическое образование кислорода вследствие замедления реакции рекомбинации водорода.

В кипящих реакторах BWR и РБМК недопустимо применение ацетата и других солей цинка из-за их влияния на нормируемые показатели качества (удельная электропроводимость, водородный показатель pH). При радиационно-термическом разложении органических загрязнений в реакторах РБМК происходит подкисление потоков конденсата отборного пара и сепарата сепаратора-пароперегревателя с риском усиления эрозионно-коррозионного износа трубопроводов и элементов оборудования из углеродистой стали, например, корпусов ПНД.

Первый опыт дозирования ацетата цинка на энергоблоке №2 АЭС Farley (Фарли) с реактором PWR в 1993 году и последующие результаты исследования химического состава отложений на ТВС в присутствии цинка свидетельствовали о наличии в них углерода [6], образующегося при радиационно-термическом разложении ацетат-иона в условиях PWR/ВВЭР. В связи с этим дозирование ацетата цинка выполнялось с особой осторожностью во избежание передозировки.

Анализ используемых на зарубежных АЭС способов дозирования цинка показал определенные сложности их применения на отечественных АЭС.

Для достижения максимального эффекта улучшения радиационной обстановки и снижения дозозатрат рациональнее использовать обедненный по изотопу ^{64}Zn цинк вместо природного, поскольку при этом исключается генерация радионуклида ^{65}Zn [5]. Обедненный цинк высокой чистоты с 1990 г. поставляется предприятиями Росатома на зарубежные АЭС для поддержания оптимального водно-химического режима (ВХР).

2. Перспективы дозирования цинка на АЭС с РБМК

НИКИЭТ совместно с рядом других научно-исследовательских и проектно- конструкторских организаций отрасли выполнен обширный комплекс экспериментальных исследований с целью технического обоснования дозирования цинка в теплоноситель РБМК-1000 для улучшения радиационной обстановки при ремонтах и снижения дозозатрат персонала [1]. В рамках реализации программы по повышению экологической безопасности НИКИЭТ совместно с ВНИПИЭТ, Курчатовским институтом и ВНИИАЭС обоснована целесообразность дозирования цинка в теплоноситель РБМК на основе проведенных коррозионных испытаний, прогнозируемого улучшения радиационной обстановки, отработки способов дозировки, методов химического контроля и других работ. Согласно данным автоклавных испытаний в условиях РБМК-1000 введение цинка замедляет коррозию аустенитной и углеродистой сталей не менее чем вдвое, кроме того замедляется коррозия циркониевого сплава Э-125 канальных труб реактора. Совместимость присутствия цинка в водном теплоносителе с отечественными реакторными материалами, включая аустенитную сталь 08Х18Н10Т и циркониевый сплав Э-110, подтверждается успешным опытом эксплуатации корпусного кипящего реактора ВК-50. На ВК-50 испытывались конструкционные материалы первого контура и ТВС, а также проводился выбор совместимого с ними ВХР для РБМК-1000. Повышенные (до 150 мкг/дм^3) концентрации цинка в теплоносителе ВК-50 с начала эксплуатации в 1965 г. обуславливались коррозией латунных трубок конденсаторов и теплообменников, причем за весь период эксплуатации отсутствовали проблемы коррозионного растрескивания сварных соединений циркуляционных трубопроводов из аустенитной стали, что использовано при обосновании продления срока эксплуатации до 60 лет [7]. Согласно расчетам НИКИЭТ по модели «ТРАКТ» дозирование цинка обеспечит снижение радиационных полей в 2÷5 раз [8].

В 2008-2010 г. ОАО «В/О «Изотоп», ЭХЗ и РФЯЦ-ВНИИЭФ подтвердили ОАО «НИКИЭТ» возможность поставок обедненного цинка на все АЭС России [9-10]. Согласно оценкам необходимо 1÷2 кг цинка на энергоблок ВВЭР и 15÷20 кг на энергоблок РБМК в год, но в зависимости от фактического состояния внутренних поверхностей первого контура и ряда других факторов в начальный период количество дозируемого цинка может быть выше, чем в последующем.

Целесообразно внедрение дозирования цинка на заключительном этапе эксплуатации энергоблоков РБМК-1000, как для минимизации образования отходов и радиационных полей при демонтаже элементов оборудования, так и для исключения необходимости применения жестких химических дезактиваций КМПЦ [11], опасность проведения которых показал опыт Игналинской АЭС при выводе из эксплуатации энергоблока № 1.

3. Перспективы дозирования цинка на АЭС с ВВЭР

Перспективы дозирования цинка на АЭС с ВВЭР рассматривались на ряде научно-технических совещаний (НТС) и конференций (НТК), например, в 2005 году при обсуждении технических требований ОКБ «Гидропресс» к ВХР ВВЭР-1500. В 2003-2006 г. на экспериментальной петле реактора LVR-15 Института ядерных исследований (ИЯИ) Чехии при параметрах ВВЭР [12] сравнивались различные ВХР (рис. 2), включая стандартный (I), с дозированием водорода (II) и с высокой концентрацией аммиака (III). Минимальная скорость накопления нерастворимых продуктов коррозии отмечена при дозировании цинка (IV) до 5÷10 мкг/дм^3. Исследования проведены с целью оптимизации ВХР АЭС с ВВЭР Чехии и Словакии.

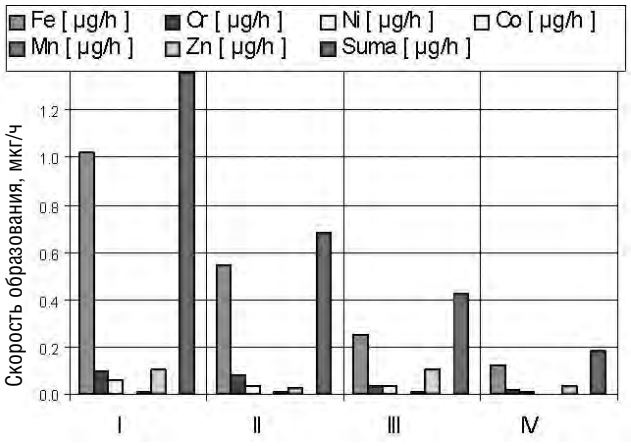


Рис. 2. Скорость образования нерастворимых продуктов коррозии Fe-Cr-Ni-Co-Mn (мкг/ч) при различных водно-химических режимах в условиях ВВЭР

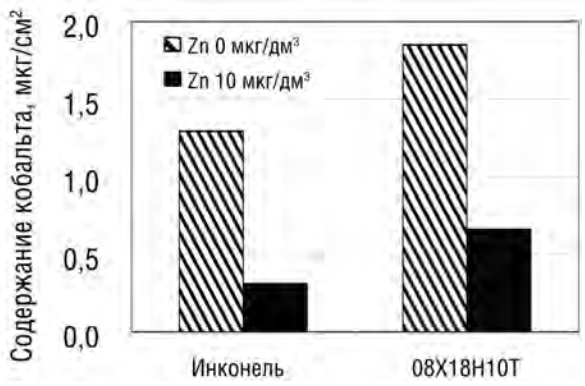


Рис. 3. Снижение загрязненности кобальтом (мкг/см^2) поверхностей никелевого сплава (слева) и стали 08Х18Н10Т (справа) при введении добавок цинка (10 мкг/дм^3)

На 7 Международном НТС «ВХР АЭС» в Москве в 2006 году ИЯИ представлены экспериментальные данные по влиянию добавок цинка на десорбцию кобальта из оксидной пленки на поверхностях аустенитной стали и никелевого сплава (рис. 3) [13].

АЭС с ВВЭР России выразили заинтересованность в сотрудничестве с ИЯИ по отработке ВХР с дозированием цинка на основании результатов обсуждения на НТС 25.01.2007. В марте 2007 г. для специалистов АЭС с ВВЭР концерна «Росэнергоатом» организован НТС с участием экспертов компании Электрисите де Франс, где также обсуждены позитивные результаты дозирования цинка на АЭС Франции.

Для оценки эффективности внедрения дозирования цинка в теплоноситель ВВЭР статистически обработан массив данных измерений радионуклидного состава проб отложений первого контура нескольких энергоблоков ВВЭР. Суммарный вклад радионуклидов кобальта ^{58}Co и ^{60}Co в активность составил 55÷70%, а в мощность дозы излучения (МДИ) - 73÷79%, поэтому МДИ может снизиться в 3-4 раза при выведении ^{58}Co и ^{60}Co из отложений за счет дозирования цинка в теплоноситель ВВЭР [1].

17.04.2008 НИКИЭТ рекомендовал ОКБ «Гидропресс» рассмотреть целесообразность внедрения дозировки цинка в теплоноситель ВВЭР проекта АЭС-2006. Это предложение позднее поддержано Курчатовским институтом и проектными организациями. ОКБ «Гидропресс» в 2011 г. для типового проекта оптимизированного и информатизированного энергоблока ВВЭР ТОИ разработал технические требования и нормы ВХР первого контура, предусматривающие дозирование цинка в теплоноситель. С этой целью представляется необходимой разработка технических требований к оксиду цинка высокой чистоты со смещенным изотопным составом для дозирования в водный теплоноситель АЭС с ВВЭР и РБМК, поскольку используемые предприятиями Росатома для экспортных поставок западные сертификатные требования были ориентированы на зарубежные АЭС с другими ВХР.

В 2012 г. на НТС в ОАО «Атомэнергопроект» отмечена перспективность внедрения дозирования цинка в теплоноситель ВВЭР не только проекта ВВЭР ТОИ, но и для сооружаемых энергоблоков проекта АЭС-2006. В подготовленном СПбАЭП в 2011 г. техническом решении по дозированию цинка в теплоноситель первого контура энергоблоков проекта АЭС-2006 отмечено, что внедрение данной технологии обеспечит повышение конкурентоспособности.

После обсуждения доклада НИКИЭТ на 6 Международной НТК в 2008 г. о внедрении дозирования цинка на отечественных АЭС [1] технологическим филиалом концерна «Росэнергоатом» выпущено «Техническое обоснование внедрения ВХР первого контура с дозировкой цинка на АЭС с ВВЭР», где на основании анализа зарубежного опыта показано снижение мощности дозы от оборудования, отсутствие негативного влияния на коррозию, а также целесообразность дозирования цинка в теплоноситель ВВЭР для реализации принципа ALARA. Одним из недостатков данного обоснования является отсутствие анализа возможных негативных последствий поступления ацетат-иона в первый контур, исходя из небольшой концентрации дозируемого ацетата цинка. Однако при анализе безопасности следует учитывать непредумышленный заброс в первый контур максимального количества реагента из дозатора. При дозировании ацетата цинка оксидными пленками на поверхностях первого контура будут поглощаться ионы цинка, а ацетат-ионы при прохождении теплоносителя через активную зону будут подвергаться радиационно-термическому разложению с образованием широкого спектра продуктов, наиболее опасным из которых является мелкодисперсный элементарный углерод. Его частицы отличаются низкой теплопроводностью, поэтому их осаждение на поверхности топливных оболочек интенсифицирует локальный рост отложений и, как следствие, приводит к их перегреву и разгерметизации твэлов [14-15].

Дозирование цинка в виде ацетата в теплоноситель PWR является вынужденной мерой, поскольку в его составе отсутствуют комплексообразователи для перевода цинка в растворимую форму. Напротив, присутствующий в теплоносителе ВВЭР аммиак является эффективным комплексообразователем цинка, поэтому в отличие от реакторов PWR (без применения аммиака) для реакторов ВВЭР использование ацетата с данной целью является необоснованным.

Результаты расследований нарушений режима нормальной эксплуатации на ряде АЭС с ВВЭР (Ловииса, Пакш, Кольская, Нововоронежская, Южно-Украинская, Богунице) выявили крайне негативные последствия забросов органических веществ в первый контур из-за риска образования углеродистых отложений на топливных оболочках. В связи с этим не только на проектируемых, но и большинстве эксплуатирующихся АЭС с ВВЭР вводятся ограничения содержания органических загрязнений в теплоносителе и внедрены соответствующие анализаторы общего органического углерода. В связи с этим дозирование цинка в виде его ацетата является крайне нежелательным с точки зрения обеспечения безопасности. Данный вывод следует учитывать при выборе способа дозирования цинка в теплоноситель ВВЭР.

Технико-экономическое обоснование (ТЭО) дозирования цинка в теплоноситель АЭС с ВВЭР-1000 выполнено Запорожской АЭС [16], где в рамках программы ТАСИС выполнен ряд работ по подготовке внедрения дозирования цинка [17]. Экономическая целесообразность дозирования цинка подтверждается даже только с точки зрения радиационной безопасности, даже не учитывая сокращение количества радиоактивных отходов и затрат на дезактивацию при эксплуатации и выводе из эксплуатации, а также возможность продления сроков эксплуатации за счет формирования защитных пленок и замедления процессов коррозии в первом контуре.

На 7 Международной НТК в совместном докладе ОАО «Концерн Росэнергоатом» и ОАО «ВНИИАЭС» рассмотрены проблемные вопросы внедрения дозировки цинка в теплоноситель ВВЭР [18]. При этом отмечена возможность статистически значимого снижения МДИ после продолжительной дозировки цинка, причем на эффективность дозирования цинка могут оказать влияние отличия ВХР и конструкционных материалов ВВЭР и PWR.

В конце 2010 года выпущена монография ведущих западных экспертов по различным аспектам применения дозирования цинка на АЭС, где отдельная глава посвящена аспектам дозирования цинка на АЭС с ВВЭР [2].

Наиболее перспективно внедрение дозирования цинка с начала эксплуатации энергоблоков. Перед пуском новых энергоблоков ВВЭР на этапе горячей обкатки с дозированием цинка на поверхностях оборудования может быть сформирована устойчивая защитная оксидная пленка, обеспечивающая минимизацию коррозии, радиационных полей, отходов и дозозатрат при последующей эксплуатации.

4. Оптимизация способа дозирования цинка в водный теплоноситель реакторов

Основным сдерживающим фактором внедрения прогрессивной технологии на отечественных АЭС являлась необходимость отработки оптимального способа дозирования цинка в теплоноситель АЭС с реакторами РБМК и ВВЭР с учетом особенностей их проекта, конструкционных материалов и ведения ВХР. В связи с этим проанализированы возможные способы дозирования цинка в водный теплоноситель.

Выполненные НИКИЭТ экспериментальные работы показали необходимость отработки технологии дозирования цинка непосредственно с использованием образцов изотопной продукции оксида цинка, поскольку от его физических и химических свойств зависят процессы растворения и массопереноса на различных этапах технологического процесса.

Технология производства изотопного очищенного оксида цинка включает ряд сложных процессов, включая центрифугирование диэтилцинка с последующим его сжиганием или переводом в водную суспензию оксида. Данные технологии имеют отличия даже у отечественных производителей, поэтому свойства производимого порошка оксида могут существенно отличаться [9-10, 19-24].

В 2010 году ЭХЗ и РФЯЦ-ВНИИЭФ предоставили ОАО «НИКИЭТ» образцы оксида цинка со смещенным изотопным составом для отработки технологии дозирования цинка в теплоноситель РБМК и ВВЭР. Результаты экспериментальных исследований с указанными образцами оксида цинка высокой чистоты подтвердили возможность создания устойчивого гидрозоля, что положено в основу оптимизации способа дозирования цинка в теплоноситель РБМК.

ОАО «НИКИЭТ» выполнена оптимизация способа дозирования с использованием гидрозоля оксида цинка. В процессе экспериментальной отработки технологии приготовления коллоидных растворов использованы тонкодисперсные порошки оксида цинка со смещенным изотопным составом отечественного производства (ОАО ПО «Электрохимический завод», ГНЦ РФ ВНИИЭФ). При реализации данного способа обеспечивается равномерный массоперенос и, тем самым,

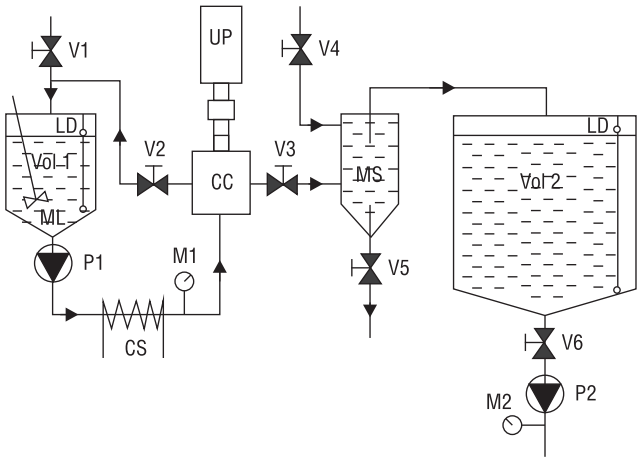


Рис. 4. Принципиальная схема дозирования цинка

эффективное воздействие цинка по всей поверхности контура циркуляции. По сравнению с применяющимися за рубежом технологиями предлагаемый способ дозирования обладает не только большей эффективностью, но и экономичностью, что особенно важно, учитывая высокую стоимость обедненного по изотопу ^{64}Zn цинка.

Гранулометрический состав частиц исходного порошка оксида цинка имеет максимальный размер 30 мкм согласно данным электронной микроскопии, а после обработки по разрабатываемой технологии размер коллоидных частиц не превышал 1 мкм. Схема установки для дозирования цинка представлена на рисунке 4. Установка для дозирования цинка компактна и монтируется из серийно изготавливаемых узлов на площади не более 1 м^2 без учета накопительного резервуара (Vol2). Объем резервуара (Vol1) для загрузки исходного оксида цинка составляет ~10 дм^3.

Формирование коллоидного раствора с частицами размером порядка нескольких нанометров из исходных суспензий грубодисперсных частиц обеспечивает эффективный массоперенос цинка к поверхностям контура циркуляции теплоносителя. Коллоидные частицы оксида цинка легко переходят в ионную форму при разбавлении, что обеспечивает эффективное взаимодействие цинка со всей поверхностью контура циркуляции.

Предлагаемый способ дозирования цинка может быть реализован на серийном оборудовании и позволяет за короткий срок ввести в теплоноситель требуемое количество цинка и легко поддерживать его концентрацию на оптимальном уровне.

В 2011 г. ОАО «НИКИЭТ» подана заявка №2011154459 в Институт патентной экспертизы на предполагаемое изобретение.

Выводы

Применение цинка в качестве корректирующей добавки предлагается использовать при совершенствовании ВХР РБМК и ВВЭР в рамках дальнейшего развития химических технологий на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Технология приготовления гидрозоля оксида цинка может быть применена на АЭС с любыми типами водоохлаждаемых реакторов. В частности, при ее применении на АЭС с реакторами ВВЭР (включая проекты ВВЭР ТОИ или АЭС-2006) взамен использования аце-

тата цинка полностью исключается риск негативных последствий поступления органики в первый контур. По опыту многих АЭС радиационно-термическое разложение ацетата и других органических веществ в реакторах PWR и ВВЭР приводит к образованию опасных углеродистых отложений на поверхности оболочек твэлов. Данное обстоятельство особенно важно, поскольку наряду с дозированием цинка в технических требованиях к качеству теплоносителя предусматривается ограничение содержания органических примесей.

ОАО «НИКИЭТ» предлагает реализовать программу опытно-промышленного опробования оптимального способа дозирования цинка на пилотных энергоблоках ВВЭР и РБМК при организации расширенного эксплуатационного контроля с целью последующего анализа и использования результатов для его внедрения и на других энергоблоках.

Внедрение дозирования цинка в новых российских проектах АЭС должно способствовать повышению их эффективности, экономичности, безопасности и конкурентоспособности за счет снижения коллективных дозозатрат, уменьшения количества отходов, сокращения продолжительности ремонтных стоянок.

Список литературы

1. В.А.Юрманов, В.Н. Белоус, А.Ф.Чабак, И.В.Пырков, Ю.П.Корчагин. Перспективы дозирования цинка в теплоноситель отечественных атомных станций. Труды 6 Международной научно-технической конференции концерна «Росэнергоатом» «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», Москва, 2008.

2. Effect of Zinc In BWR and PWR/VVER on Activity Build-Up, IGSCC and Fuel Performance. Advanced Nuclear Technology International Europe AB, ANT International, 2010.

3. В.Н.Белоус, А.А.Носков, И.А.Степанов. Водно-химический режим на АЭС с реакторами BWR при дозировании цинка. Атомная техника за рубежом. 1990. №4.

4. Д.Е.Петерсон и др. Замедление процесса образования отложений радиоактивного кобальта в ядерных реакторах с водяным охлаждением. Патент США №4759900 от 26.07.88

5. К.П.Руиз, Д.М.Блейес. Минимизация отложений радиоактивных материалов в ядерных реакторах с водяным охлаждением. Патент США №4756874 от 12.07.88.

6. Pressurized water reactor primary water zinc application guidelines. Technical report EPRI. 2006.

7. А.И.Забелин и др. Итоги 6 лет эксплуатации кипящего реактора в кислородном режиме. Труды Международной научно-технической конференции «Химия теплоносителей и физико-химические процессы АЭУ». Ленинград. 1984.

8. В.Н.Белоус, А.А.Носков и др. Повышение экологической безопасности кипящих реакторов РБМК путем инжекции цинка. Труды конгресса ассоциации коррозионистов ВАКОР «Защита-92», т. 4. Москва, 1992. - с.106-108.

9. С.В.Филимонов и др. Состояние и перспективы производства цинка, обедненного изотопом Zn64 для применения в атомной энергетике. Труды Научно-технической конференции «Сибирь атомная: XXI век». Северск. 09-12.12.09. Изд. СГТА. 2009. 178 с. с.44-50.

10. Depleted zinc. ISOFLEX USA - San Francisco CA 94129, ISOFLEX RUSSIA – 123182 Moscow.

11. А.А.Петров, С.В.Европин, В.А.Юрманов и др. Перспективы применения обработки первого контура цинком при подготовке энергоблоков РБМК к выводу из эксплуатации. Труды VI Межотраслевого Научно-технического совещания «Проблемы и перспективы развития химического и радиохимического контроля в атомной энергетике». Сосновый бор. 13-15.09.2011. Изд. «ВВМ».401 с. 109-117 с.

12. Primary Water Chemistry of VVERs: Loop Experiments with Hydrogen, Ammonia and Zinc / J.Kysela et al. / Int. Conf. on Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems, 23-26.10.06, Korea.

13. J.Kysela. Experimental base and experience for water chemistry of presurized and boiling water reactors. 7 Int. Meeting on Water Chemistry of NPPs. VNIIAES, Moscow, 17–19.10.2006.

14. В.Г.Крицкий, Ю.А.Родионов и др. Формирование и удаление отложений в 1-ом контуре АЭС с ВВЭР. СПб. Береста. 2011. – с/104-10

15. R.J.Rosenberg et al. Investigation of iron deposits on fuel assemblies of the Loviisa 2 WWER-440 reactor. Proceedings of 7th International conference “Water chemistry of nuclear reactor systems”. Bournemouse, 13-17.10.96. BNES, London. P.27-33.

16. В.А.Юрманов В.А., Белоус В.Н., Юрманов Е.В., В.В.Турбаевский и др. Технико-экономическая оценка мероприятий по снижению дозозатрат на примере внедрения дозировки цинка. Труды 7 Международной научно-технической конференции концерна «Росэнергоатом» «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», Москва, 2010.

17. I.Dobrovol’skaya, G.Holz. Improvement of Primary Water Chemistry Regime: Zinc Dosing to Coolant. Final Report of Tacis 2006 Program on-Site Assistance for Zaporozhye NPP/Ukraine. 2011.

18. В.Ф.Тяпков, А.Н.Шкаровский и др. Анализ ведения ВХР первого и второго контуров АЭС с ВВЭР: перспективы развития. Труды 7 Международной научно-технической конференции концерна «Росэнергоатом» «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», Москва, 2010.

19. G.E.Peterson, R.R.Norman. Process for gas phase conversion of diethylzinc to zinc oxide powder. EP №0640565, 1995

20. А.Д. Зорин, И.А. Фещенко, Н.К. Рудневский и др. Способ получения оксида цинка // Авторское свидетельство №1467934, 1986.

21. И.А. Фещенко, Л.К. Кузнецов, П.Н.Кавитов и др. Способ получения оксида цинка окислением диметил- или диэтилцинка // Патент РФ №2154027, 2000

22. Ю.М. Салганский, А.Н. Моисеев, М.А. Шакаров и др. Получение высокочистого оксида цинка из диэтилцинка. Высокочистые вещества, 1991, №4

23. Ю.И.Верещагин, С.Е.Воинова, В.Н.Прусаков. Способ получения оксида цинка. Авторское свидетельство №1775367, 1992.

24. Н.Б. Мельникова. Способ получения оксида цинка. Патент РФ №2206508, 2003.

Секция 1. **Безопасная и эффективная эксплуатация АЭС России**

Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт АЭС с ВВЭР, РБМК, БН, ЭГП-6

Эксплуатация АЭС с канальными и быстрыми реакторами

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ РБМК С УЧЕТОМ ОГРАНИЧЕННОГО РЕСУРСА ГРАФИТОВОЙ КЛАДКИ

Краюшкин А.В., Давыдова Г.Б., Тишкин Ю.А.
НИЦ «Курчатовский институт», Москва

Ресурс графитовой кладки определяется флюенсом быстрых нейтронов в графите. Увеличение ресурса может быть достигнуто снижением скорости набора флюенса. Наиболее простым способом снижения скорости набора является снижение мощности реактора, что связано с определенными экономическими потерями. Другим способом, не связанным с такими экономическими потерями, является специальное профилирование распределения энерговыделения по активной зоне, при котором снижается скорость набора флюенса в наиболее напряженных областях, где фактический флюенс близок к предельному, за счет повышения скорости набора в менее напряженных областях.

Типичное аксиальное распределение флюенса показано на рис.1 совместно с распределением энерговыделения.

Распределение флюенса смещено вверх по отношению к распределению энерговыделения из-за кипения теплоносителя. Уменьшение плотности теплоносителя

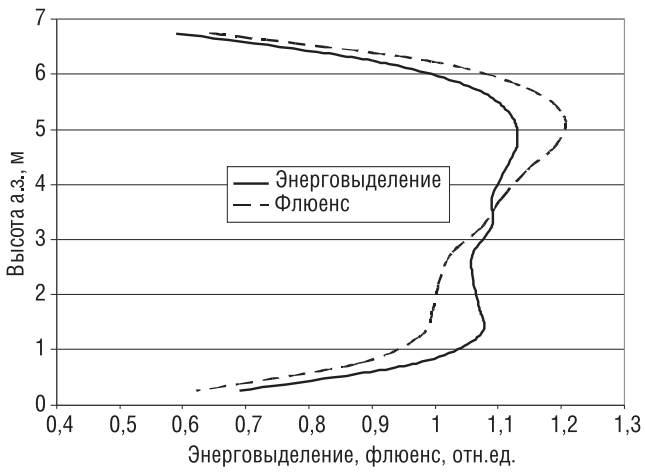


Рис. 1. Аксиальное распределение энерговыделения и флюенса

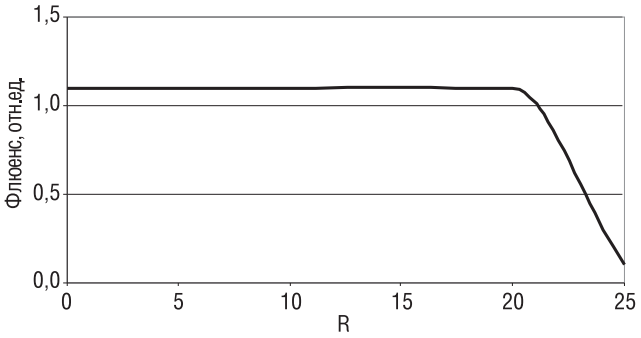


Рис. 2. Радиальное распределение флюенса

при движении от низа к верху активной зоны уменьшает замедляющую способность ячейки. В результате флюенс растет.

Радиальное распределение флюенса показано на рис.2, из которого ясно, что именно зона плато является наиболее “нагруженной”.

Кроме описанных выше макроскопической аксиальной и радиальной неравномерностей имеется еще и микроскопическая неравномерность распределения флюенса, вызванная наличием в активной зоне нерабочих ячеек.

Для ее объяснения рассмотрим распределение флюенса от источника быстрых нейтронов по окружающим ячейкам.

0,04	0,03	0,009	0,003
0,51	0,27	0,059	
9,05	2,87		
47,45			

Рис. 3. Распределение флюенса в реакторе РБМК от источника быстрых нейтронов в центральной ячейке (рассматривалась система 7x7 ячеек, приведен фрагмент ~1/8 системы)

Из приведенных данных следует, что 47,45% быстрых нейтронов “остаются” в той ячейке, где находится ис-

точник. Остальные более чем 50% распределяются по окружающим ячейкам.

Указанный характер распределения флюенса приводит к возникновению неравномерности распределения флюенса внутри полиячейки. Напомним, что активная зона РБМК может быть представлена в виде набора периодически повторяющихся фрагментов размером 4х4 канала – полиячеек. В каждой полиячейке находится помимо рабочих ячеек с ТВС как минимум две нерабочие ячейки (см. рис.4).

2	1	2	0
3	2	3	2
2	0	2	1
3	2	3	2

Рис. 4. Полиячейка РБМК
0 – нерабочие ячейки; 1, 2, 3 – рабочие ячейки с различным расположением относительно нерабочих ячеек

Так как нерабочие ячейки не генерируют быстрые нейтроны, а более того выступают как их поглотители (за счет замедления), то в зависимости от расположения рабочей ячейки относительно нерабочих будет изменяться величина флюенса.

В таблице 1 приведены расчетные данные по коэффициентам неравномерности энерговыделения и флюенса для трех типов полиячеек. Во всех типах все ТВС были взяты одинаковыми.

Коэффициенты неравномерности энерговыделения и флюенса в полиячейке 4х4

№	Полиячейка (состав)	$K_г$ энерговыделение	$K_г$ флюенс
1	Полиячейка с двумя гильзами КРО	1,006	1,069
2	Полиячейка с одной гильзой и одним введенным КРО	1,075	1,085
3	Полиячейка с двумя введенными КРО	1,067	1,105

Так как бóльшая часть стержней СУЗ, как правило, извлечено, то наиболее типичной полиячейкой является полиячейка с двумя гильзами КРО. В этом случае распределение энерговыделения почти плоское, а флюенс имеет, все-таки, значительную неравномерность, причем максимум флюенса достигается в ячейках 1, максимально удаленных от нерабочих ячеек. При погружении стержней неравномерность энерговыделения растет. Однако неравномерность флюенса оказывается больше. Особенно важно, что если максимум энерговыделения может перемещаться по полиячейке при погружении стержней (т.к. в основном погружение изменяет распределение плотности потока тепловых нейтронов), то максимум флюенса остается в ячейках 1.

Отсюда следует очевидный вывод. Уменьшив энерговыделение в ячейках 1 можно снизить микронеравномерность накопления флюенса.

Так как речь идет об интегральном энерговыделении за время работы реактора, то возможным способом снижения является загрузка в ячейки 1 только частично выгоревших ТВС. Расчеты показывают, что если в ячейках 1 находятся ТВС, средняя по времени мощность которых составляет 0,9 от мощности окружающих ТВС, то коэффициент неравномерности по флюенсу снижается на 5%.

Описанная выше процедура ведения перегрузок по своему воздействию на скорость накопления флюенса в наиболее напряженных точках эквивалентна 5% снижению мощности реактора.

Таким образом, предложения по снижению скорости набора флюенса заключаются в следующих трех пунктах

1). Радиальное профилирование поля энерговыделения

2). Аксиальное профилирование поля энерговыделения

3). Снижение микронеравномерности распределения флюенса.

О возможном пути реализации пункта 3 сказано выше. Рассмотрим возможные пути реализации пунктов 1 и 2.

Проведенные расчеты показывают, что радиальное профилирование может быть выполнено путем радиального перераспределения выгорания топлива. Это иллюстрируется на рис.5 на примере реактора 3-го блока КуАЭС.

Выгорание в периферийной зоне снижается (пунктир), а в зоне плато повышается. В результате поле энерговыделения в зоне плато “проваливается”. Скорость набора флюенса в зоне плато за счет такого преобразования снижается на 10-15%.

Проведенное моделирование перехода к распределению с “провалом” в зоне плато показывает, что по времени данный переход может быть проведен примерно за 100 эфф. сут. На реакторах ЛАЭС, в частности это может быть сделано путем отказа от схемы перегрузок с перестановками ТВС из зоны плато на периферию активной зоны.

Рассмотрим теперь возможности профилирования аксиального распределения флюенса. Очевидно, что целесообразно сместить максимум из верхней в нижнюю часть активной зоны (т.е. “перевернуть” аксиальное распределение). Это позволит снизить скорость

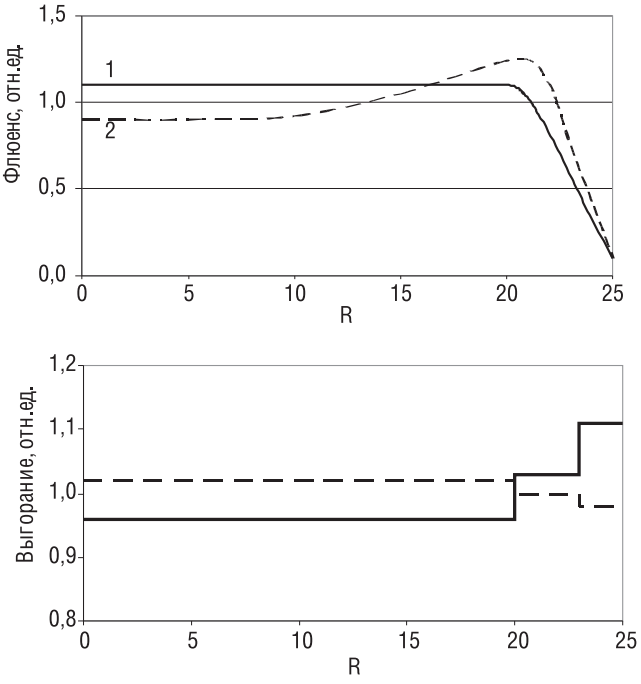


Рис. 5. Радиальное профилирование поля энерговыделения

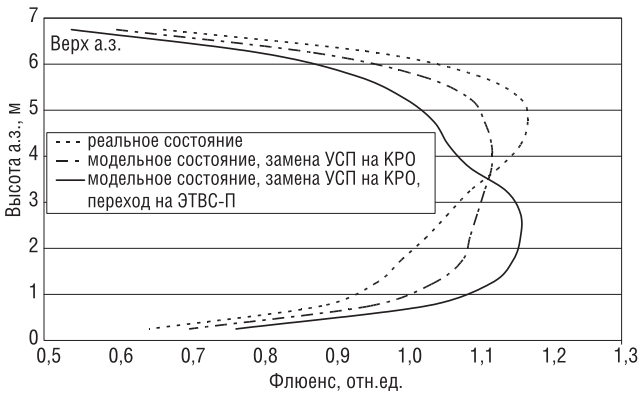


Рис. 6. Аксиальное профилирование. Смещение поля энерговыделения к низу

набора флюенса в той области активной зоны, где уже набран значительный флюенс. Смещение аксиального распределения иллюстрируется на рис.6.

Изучалось два способа такого смещения. В первом использовалось аксиальное перераспределение глубин погружения стержней СУЗ. Например, рассматривался вариант, в котором стержни УСП заменены на РР типа КРО. При этом РР постоянно поддерживаются введенными на 4м обеспечивая "придавливание" аксиального поля в верхней части и выполняя при этом функцию ввода реактивности в нижней части по сигналу БСМ.

Видно, что с помощью стержней можно добиться частичного снижения максимума в распределении флюенса.

Во втором способе предполагалось, что профилирование осуществляется за счет свойств топлива. Изучался переход на ТВС, в которых верхняя и нижняя половинки содержат различное по обогащению или содержанию эрбия топливо. При этом удается практически "перевернуть" аксиальное распределение флюенса, добившись распределения с максимумом внизу (см. рис.6).

Рассматривалось два варианта возможной компоновки таких ТВС:

- верхняя половина имеет обогащение 2,8%+0,6% эрбия, нижняя половина имеет обогащение 3,2%+0,7% эрбия (это топливо разработано и испытано на 2-м блоке ЛАЭС для ТВС-П);
- верхняя и нижняя половинки имеют обогащение 2,8%, но содержание эрбия на верхней половине 0,9%, на нижней 0,7%.

Оба эти варианта дают близкие результаты по аксиальному профилированию распределения флюенса, обеспечивая примерно 10% снижения скорости набора флюенса в верхней области активной зоны. Кроме того, в обоих вариантах возможна выгрузка ДП без увеличения парового коэффициента реактивности. Выгрузка ДП также дает некоторое снижение скорости набора флюенса за счет снижения средней мощности ТВС. Величина снижения оценивается нами, однако, на уровне 2%.

Вариант с использование нижней половинки с обогащением 3,2% более экономически выгоден, так как обеспечивает заметный рост выгорания.

Выводы

Эффект от аксиального профилирования ~ **10%.**

Радиальное профилирование ~ **10-15%.**

Снижение микронеравномерности распределения флюенса **5%.**

Суммарный эффект снижения скорости набора флюенса в наиболее напряженной области, который может быть получен за счет профилирования ~ **20%.**

Соответственно на **20%** может быть увеличена энерговыработка реактора на заключительном этапе эксплуатации. Мероприятия по профилированию особо эффективны для реакторов 2 и 3 очередей, которые сегодня имеют наибольший остаточный ресурс.

ДОЖИГАНИЕ ТОПЛИВА ПРИ ВЫВОДЕ РЕАКТОРОВ РБМК ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Федосов А.М., Краюшкин А.В., Новиков В.Г., Тишкин Ю.А.
ФГБУ НИЦ «Курчатовский институт», Москва

Важной особенностью реакторов РБМК является непрерывная перегрузка топлива при его работе на мощности. При окончательной остановке реактора перед выводом из эксплуатации в активной зоне находятся тепловыделяющие сборки (ТВС) всего спектра выгораний, начиная от свежего и кончая наиболее выгоревшим. Очевидно, что значительная часть топлива имеет потенциал для дальнейшего его дожигания в других реакторах той же АЭС. Повторное использование этих ТВС позволяет сократить потребность в свежем топливе на заключительном этапе эксплуатации реакторов.

Данная ситуация возникла, например, при остановке 1-го энергоблока Игналинской АЭС (Литва) в конце 2004 года. Сотрудниками РНЦ «Курчатовский институт» была разработана стратегия оптимального дожигания топлива остановленного энергоблока во 2-ом энергоблоке ИАЭС [1]. С учетом оставшегося срока службы 2-го блока было отобрано примерно 1000 ТВС и предложен порядок их загрузки совместно со свежим топливом, позволяющий поддерживать параметры реактора в эксплуатационных пределах. По оценкам это давало экономию около 600 свежих ТВС.

Поиск оптимального режима и первоначальные оценки проводились для точечной модели реактора. Окончательные расчеты были сделаны с использованием полномасштабной программы STEPAN.

Основные особенности оптимального режима заключаются в следующем.

1. Отработавшие ТВС (ОТВС) и свежие ТВС (СТВС) загружаются поочередно в соотношении 1 ОТВС : 1 СТВС.

2. Из всех отобранных для дожигания ОТВС вначале поочередно загружаются наиболее и наименее выгоревшие сборки. Разница в выгорании постепенно сокращается. На последнем этапе загружаются ОТВС со средним выгоранием.

3. ОТВС с энерговыработкой более 900 МВт·сут/ТВС загружаются на периферию активной зоны (в последние 4-5 рядов).

Предложенный порядок загрузки обеспечивает относительно равномерный темп перегрузок ~1,9 ТВС/эфф.сут и позволяет поддерживать эксплуатационные характеристики и параметры ядерной безопасности в допустимых пределах.

Данная стратегия была реализована в период с середины 2005 по конец 2009 года, когда 2-ой энергоблок ИАЭС был также остановлен для вывода из эксплуатации. Полученные результаты хорошо согласуются с предсказанными в расчетах.

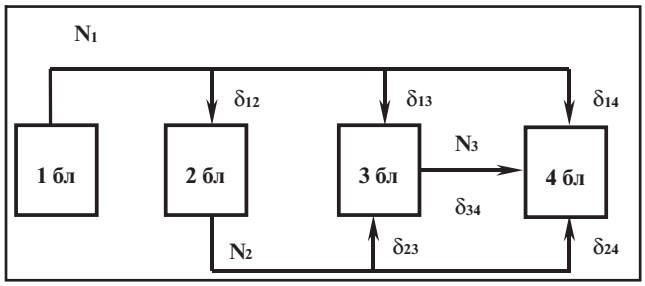


Рис. 1. Схема движения дожигаемого топлива

Более сложной задачей является организация дожигания ТВС при последовательном выводе из эксплуатации реакторов РБМК-1000 Российских АЭС (3 или 4 энергоблока). Данная задача была сформулирована как оптимизационная и решена в точечном приближении [2].

На рис.1 приведена схема движения отработавшего топлива. N_i – число ОТВС из i-го реактора, отобранное для дожигания, δ_{ij} – доля ОТВС из i-го реактора, дожигаемая в j-ом реакторе.

Оптимизационная задача формулируется следующим образом. Оптимизируемым функционалом является общий расход свежего топлива за весь период вывода из эксплуатации реакторов данной АЭС:

$$G(\vec{u}) \rightarrow min \qquad (1)$$

Данный функционал зависит от вектора управлений:

$$\vec{u}=(u_1,u_2,u_3,u_4)=(\omega,\delta_{12},\delta_{13},\delta_{23}) \quad (2),$$

где ω - доля сборок с наименьшим выгоранием при загрузке очередной партии ОТВС. Как и в случае с ИАЭС, предполагается, что вначале поочередно загружаются наиболее и наименее выгоревшие ОТВС из отобранных к дожиганию. Их соотношение как раз и определяется параметром ω.

Компоненты вектора управления удовлетворяют естественным ограничениям:

$$0 \le u_i \le 1, \qquad u_2+u_3+\delta_{14}=1, \qquad u_4+\delta_{24}=1, \qquad (3)$$

Кроме того, в качестве ограничений используются:

- поддержание критичности (точнее заданного оперативного запаса) каждого из работающих реакторов $\overline{K}_\infty=\overline{K}_0$,
- ограничение на скорость перегрузки ТВС $v \le V_{max}$,
- максимальная глубина выгорания дожигаемого топлива $B \le B_{max}$.
- максимально допустимый паровой коэффициент реактивности $\alpha_\varphi \le \alpha_{\varphi\, max}$.

Опыт расчетов показывает, что B_{max} должна составлять не более 0,7÷0,8 от проектной глубины выгорания ТВС. Дожигание более выгоревшего топлива ведет к неоправданному росту числа перегрузок. Зная B_{max}, легко найти N_i для каждого из реакторов.

Последовательный вывод реакторов из эксплуатации можно проиллюстрировать схемой, представленной на рис. 2.

В момент времени t=0 останавливается 1-й реактор. До $t=t_1=\tau$ в оставшиеся три реактора загружается только

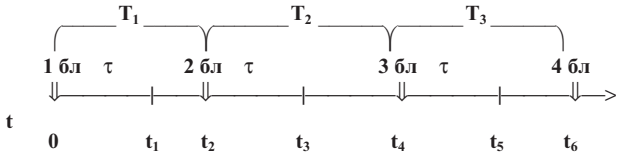


Рис. 2 Этапы вывода АЭС из эксплуатации

свежее топливо. Здесь τ - время выдержки топлива до его перевозки на другие энергоблоки. Затем на интервале $t_1<t<t_3$, равном T_1, N_1 ОТВС из 1-го реактора загружаются в остальные реакторы, причем загрузка во 2-й реактор ведется до его остановки в момент времени t_2, т.е. в течение времени T_1-τ. На интервале $t_3<t<t_4$, равном T_2-τ, ведется загрузка ОТВС из 2-го в 3-й, и на интервале $t_3<t<t_5$, равном T_2, – из 2-го в 4-й реактор. Перегрузка из 3-го в 4-й реактор ведется только в течение времени T_3-τ.

Интервалы T_i и время выдержки τ задаются как внешние параметры.

Поиск оптимального вектора осуществлялся последовательными шагами. Задавалось некоторое начальное значение вектора $\vec{u}_0$. Определялись значения G в ближайшей окрестности $\vec{u}_0$ с шагом Δ u по всем компонентам u_i. Выбиралась точка с минимальным значением G, и процесс повторялся. Для того, чтобы избежать попадания в локальные минимумы, менялся шаг Δu в пределах от 0.03 до 0.01, и поиск осуществлялся из разных начальных точек. Для проверки оптимальности найденного решения $\vec{u}_{опт}$ проводился расчет значений G в четырехмерном кубе с центром в $\vec{u}_{опт}$ с гранью 0.06 (u_i±0.03).

Оценим возможности экономии свежего топлива для следующих условий. Предположим, что интервал между остановками реакторов составляет $T_1=T_2=T_3$=900 эфф. сут, что с учетом КИУМ приблизительно равно 3 годам. Рассматривались 3 режима дожигания топлива:

- последовательный, когда топливо из остановленного реактора дожигается только в реакторе, который будет остановлен следующим, а в остальные реакторы загружаются свежие ТВС,
- равномерный, когда топливо из остановленного реактора равномерно распределяется по работающим блокам,
- оптимальный, т.е. полученный в результате решения оптимизационной задачи, описанной выше.

Предполагалось, что во всех реакторах используется топливо обогащением 2,8%, содержащее 0,6% эрбия.

Результаты расчетов представлены в табл.1 для разных времен выдержки τ (1 год соответствует 300 эфф. сут). В скобках приведено увеличение эффекта экономии для оптимального режима по сравнению с последовательным.

Таблица 1. Экономия свежих ТВС

Режимы перегрузки→	Последовательный	Равномерный	Оптимальный
τ=0	1627	1760	1813 (+11%)
τ=1 год	1556	1771	1852 (+19%)
τ=1,5 года	1286	1696	1764 (+37%)

Результаты расчетов показывают существенную экономию свежих ТВС при повторном использовании топлива остановленных реакторов, а также значительный эффект от оптимизации режима дожигания. Отметим, что для времени выдержки топлива 1 год эффект экономии даже выше, чем для нулевого времени выдержки. Это объясняется тем, что при τ=1 год на последнем этапе из 3-го в 4-й блок грузится только выгоревшее топливо. При τ=0 пришлось догружать свежее топливо, а при τ=1,5 года не хватило времени, чтобы дожечь оставшееся в 3-ем блоке топливо.

Рассмотрим также примеры оптимального дожигания топлива при выводе АЭС с РБМК-1000 в предполо-

жении, что срок службы для всех реакторов одинаков, т.е. они будут выводиться из эксплуатации с теми же интервалами, с какими пускались. Годы ввода в эксплуатацию энергоблоков РБМК-1000 приведены в табл.2.

Таблица 2. Ввод в эксплуатацию энергоблоков с реакторами РБМК-1000

Ленинградская АЭС		Курская АЭС		Смоленская АЭС	
1 блок	1973	1 блок	1976	1 блок	1983
2 блок	1975	2 блок	1979	2 блок	1985
3 блок	1979	3 блок	1983	3 блок	1990
4 блок	1981	4 блок	1985		

Экономия свежих ТВС для оптимальных режимов дожигания при заданных интервалах между остановками реакторов приведена в табл.3.

Уменьшенная по сравнению с данными, приведенными в табл.1, экономия объясняется малым периодом между остановками 3-го и 4-го энергоблоков Ленинградской и Курской АЭС. Расчеты показывают, что при задержке вывода из эксплуатации последнего реактора на 1,5 года удается использовать в нем все пригодные для дожигания ОТВС, что дает дополнительную экономию СТВС ~400 шт.

Таблица 3. Экономия свежих ТВС при выводе АЭС из эксплуатации

АЭС	Интервалы между остановками (годы)	Экономия СТВС
Ленинградская АЭС	2, 4, 2	1400
Курская АЭС	3, 4, 2	1416
Смоленская АЭС	2, 5	1196

Выводы

- Топливо остановленных реакторов РБМК имеет значительный энергетический потенциал.
- Повторное использование ОТВС из остановленных реакторов приводит к существенной экономии свежего топлива в заключительный период их работы, что доказано на примере Игналинской АЭС.
- На Российских АЭС можно реализовать более гибкую стратегию дожигания ОТВС. Есть предмет для оптимизации. Эффект оптимизации может быть значительным.
- Работу по оптимизации дожигания топлива пора начинать, учитывая современную ситуацию с эксплуатацией РБМК.

Список литературы

1. Краюшкин А.В., Новиков В.Г., Федосов А.М., Ушпурас Е., Римкявичус С., Кривошеин Г.С. Оптимальное дожигание топлива 1-го энергоблока в реакторе 2-го энергоблока Игналинской станции. – Физические проблемы топливных циклов ядерных реакторов. Материалы XIV семинара по проблемам физики реакторов. Москва, 4-8 сентября 2006 г. М.: МИФИ, 2006, с. 100–102.

2. Федосов А.М. Оптимальное использование топлива при выводе АЭС с РБМК из эксплуатации. – Атомная энергия, 2007, т. 102, вып.5, с. 284–290.

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ АНАЛИЗА БЕЗОПАСНОСТИ РУ ЭГП-6 С ПОЗИЦИЙ СТРЕСС-ТЕСТОВ

Афанасьев В.А., Дрягин Д.О., Каширин В.И., Петров В.В., Федосов В.Г.
ОАО «Ижорские заводы»

Введение

Реакторная установка ЭГП-6 является ядерным энергоисточником энергоблоков Билибинской АЭС. Все её четыре блока успешно отработали весь назначенный срок службы (30 лет) и их эксплуатация продлена ещё на 15 лет.

Научным руководителем станции является физико-энергетический институт (г. Обнинск), главным конструктором реакторной установки - сначала техническое бюро «Энергоблок», в настоящее время его функции выполняет ОКБ ОАО «Ижорские заводы», генеральным проектировщиком станции первоначально являлось Уральское отделение ВГНИПИИ «Атомтеплоэлектропроект», ныне институт «Атомэнергопроект», г. Москва.

БиАЭС расположена на крайнем северо-востоке России за полярным кругом в зоне вечной мерзлоты в северо-западной части Чукотского автономного округа в 3,9 км восточнее г.Билибино (рисунок 1).

Установленная электрическая мощность БиАЭС – 48 МВт при одновременном отпуске теплоты 78 МВт (67 Гкал/ч). В качестве паропроизводительных установок на БиАЭС применены канальные водографитовые реакторные установки, генерирующие насыщенный пар по одноконтурной схеме. БиАЭС состоит из четырех однотипных энергоблоков. Первый энергоблок пущен в январе 1974г., четвертый - в декабре 1976 г. Каждый энергоблок включает реакторную установку номинальной тепловой мощностью 62 МВт (12 МВт эл), паропроизводительностью 95 т/ч, при давлении 6,37 МПа и температуре питательной воды 104°С.

Принципиальная схема АЭС с реактором ЭГП-6 приведена на рисунке 2.

Эволюция требований и обоснований безопасности

По мере развития атомной энергетики происходило постоянное ужесточение требований к обеспечению безопасности АЭС. Можно выделить три этапа в этом процессе: до Чернобыля (1986г.); от Чернобыля до Фукусимы (2011 г.) и после Фукусимы. Энергоблоки БиАЭС проектировались в конце 60-ых – начале 70-ых гг. еще до выхода первых норм безопасности ОПБ-73. В соответствии с действовавшими тогда требованиями по обеспечению безопасности выполнялся анализ и обоснование безопасности для проектных аварий, перечень которых был весьма ограничен. Основным инструментом для расчетных анализов служила логарифмическая линейка.

После Чернобыля появились ОПБ-88 затем ОПБ-88/97[1]. Наряду с анализами проектных аварий, перечень которых существенно увеличивался, необходимо было выполнять анализ запроектных аварий. Если целью анализа проектных аварий было подтверждение достаточности предусмотренных проектом средств для ограничения последствий этих аварий установленными

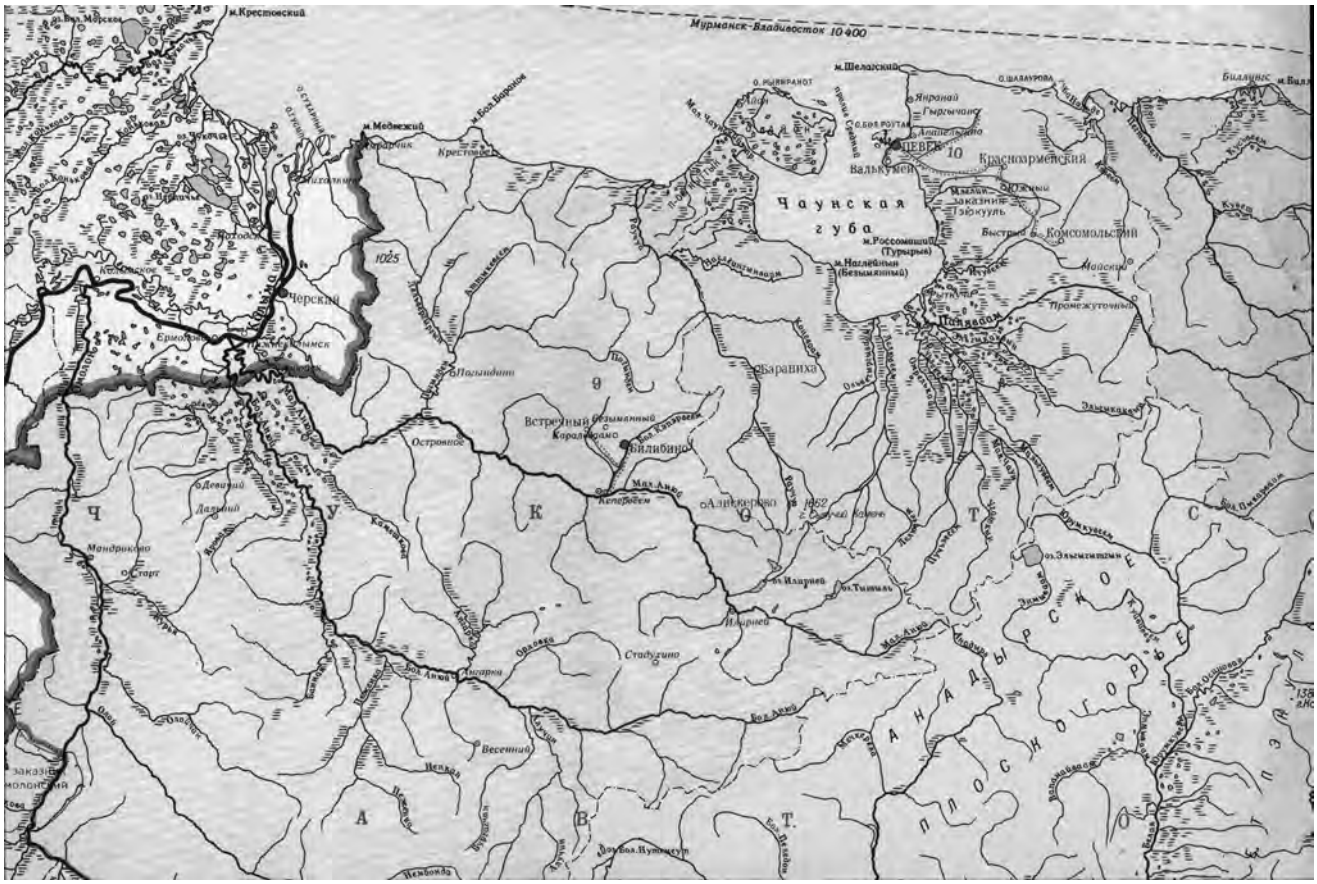


Рисунок 1. Обзорная схема Билибинского района

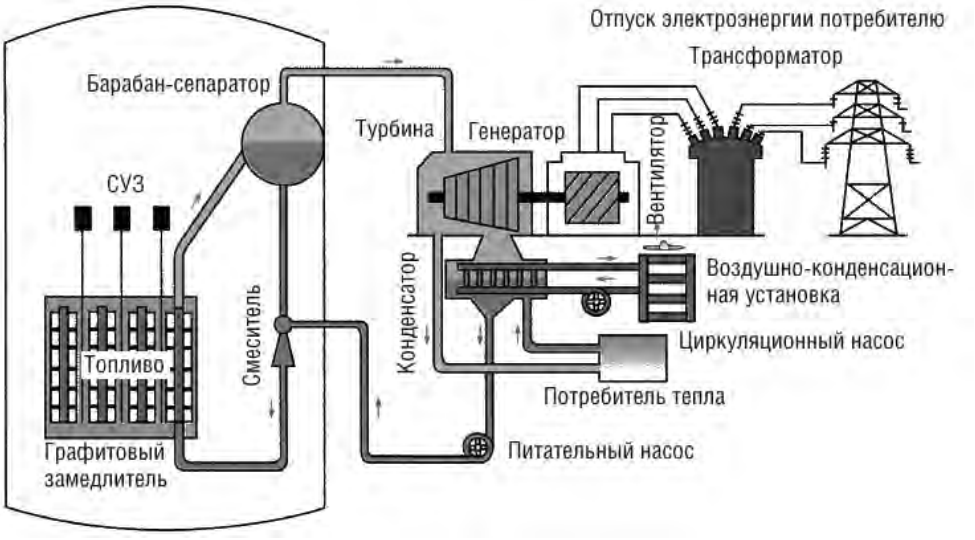


Рисунок 2. Принципиальная схема АЭС с реактором ЭГП-6

допустимыми пределами, то целью анализа запроектных аварий была оценка существенных для безопасности параметров процессов и разработка мероприятий по управлению запроектными авариями. В 1993 г. было выполнено техническое обоснование безопасности РУ ЭГП-6 с использованием точечной модели установки. В 2004 г. выпущен отчет по углубленной оценке безопасности. Здесь применялись современные программные комплексы: код улучшенной оценки RELAP5/mod3.2 [2] и Cosmos/M [3].

Аварии на энергоблоках японской АЭС «Фукусима» привели к дальнейшему ужесточению требований по обоснованию безопасности реакторных установок и необходимости оценки отклика станции на экстремальные внешние воздействия техногенного и природного характера, неучтенные в анализах проектных и запроектных аварий. Появились методики так называемых «стресс-тестов» на международном уровне для проведения таких анализов. В них предписывалось, в частности, оценивать последствия:

- потери энергоснабжения АЭС, включая полное обесточивание;
- потери конечных поглотителей тепла, обеспечивающих отвод остаточного тепловыделения от реакторов, бассейнов выдержки и хранилищ отработавшего ядерного топлива и др.;
- потери целостности (герметичности) защитной оболочки реактора;
- сочетание потери энергоснабжения АЭС, конечных поглотителей тепла и целостности защитной оболочки реактора и др.

Физические барьеры безопасности РУ ЭГП-6 и критерии их целостности

В расчетных анализах проектных и запроектных аварий оценивалась целостность следующих физических барьеров безопасности, препятствующих выходу и распространению радиоактивных веществ:

- топливная матрица;
- оболочка твэла;
- основной циркуляционный контур (ОЦК);
- графитовая кладка.

Под критериями целостности физических барьеров безопасности понимаются принятые численные значения определенных параметров, при превышении которых возможно разрушение барьеров безопасности.

В качестве критерия целостности топливной матрицы принимается не превышение температуры плавления магниевой матрицы топливной композиции – 650 °С (следует заметить, что плавление топливной матрицы означает лишь потерю работоспособности твэла при сохранении целостности его оболочек).

Целостность оболочки твэла обеспечивается, если ее температура не превышает 930 °С при номинальном давлении теплоносителя или 1100 °С при атмосферном давлении.

Одним из основных параметров, определяющих целостность ОЦК, является внутреннее давление среды (теплоносителя). По результатам специальных расчетов прочности в качестве критерия целостности по давлению теплоносителя ОЦК принимается значение 9.3 МПа.

За критерий целостности графитовой кладки консервативно принимается не превышение ее температуры значения 750 °С, при которой графит начинает интенсивно окисляться в присутствии кислорода.

Полный перечень сформулированных критериев целостности барьеров безопасности и проектных значений параметров представлен в таблице 1.

Таблица 1. Критерии целостности барьеров безопасности

№ п/п	Наименование критерия, размерность	Численное значение критерия	Номинальное значение параметра
1	Температура топлива, °С	⩽ 650	⩽ 380
2	Температура оболочки твэла, °С	⩽ 930 при Р=6МПа ⩽ 1100 при Р=0.1 МПа	⩽ 360
3	Давление теплоносителя в ОЦК, МПа	⩽ 9.3	~ 6.0
4	Температура графитовой кладки, °С	⩽ 750	⩽ 550

Все перечисленные выше критерии являются консервативными величинами, не превышение которых гарантированно обеспечивает целостность барьеров безопасности. С другой стороны, превышение какой-либо величины не означает обязательное разрушение физического барьера, т.к. численные значения критериев принимались с определенным запасом.

Методология детерминистического анализа безопасности РУ ЭГП-6

Детерминистический анализ безопасности проводился в рамках разработки ОУОБ [4] для двух вариантов протекания: при штатном (безотказном) функционировании основных систем и оборудования и с учетом наиболее неблагоприятных отказов. Целью первого являлась проверка достаточности проектных средств, для обеспечения безопасности, второго – выявление возможных дефицитов безопасности.

В соответствии с ОПБ 88/97 при выборе путей развития аварии на исходные события накладывались два наиболее тяжелых отказа. Первый – это независимый от исходного события отказ элемента систем безопасности (СБ): или активного элемента, или пассивного элемента, имеющего механические движущиеся части, или одной независимой от исходного события ошибки персонала. Второй – это необнаруживаемый при эксплуатации отказ элемента, влияющего на развитие аварии. Т.е. в первом случае это отказ элемента, принадлежащего обязательно СБ, или ошибка персонала, а во втором – отказ любого элемента, влияющего на ход аварийного процесса.

При выборе отказов в первую очередь принимались такие отказы, которые могли создавать наихудшие условия протекания аварии. Это в первую очередь отказы, приводящие к потере теплоносителя, прекращению подачи питательной воды, отказы, усложняющие останов реактора. Поэтому принимались отказы и оборудования нормальной эксплуатации – питательного электронасоса (ПЭН), регуляторов питания и др. При разработке сценария развития аварии учитывалась возможность нахождения во время аварии отдельного оборудования и систем аварийного, а также смежного блока в регламентном ремонте и согласно ОПБ 88/97 это не приравнивалось к отказу.

Результаты детерминистического анализа аварии

Детерминистический анализ показал, что при штатном (безотказном) функционировании основного оборудования и систем проектных технических средств достаточно для обеспечения безопасности и перевода РУ в холодное состояние во всех проектных авариях. В варианте с нештатным протеканием учитывались наиболее неблагоприятные отказы.

По результатам детерминистического анализа определено, что наиболее тяжелой является проектная авария «Разрыв общего всасывающего коллектора ПЭН, насос охлаждения каналов СУЗ (НОС), аварийного питательного электронасоса (АПЭН)». При разрушении этого коллектора реактор не может подпитываться питательной водой при сохранении в ОЦК номинального значения давления. Другими словами, реактор лишается одновременно и питательной воды и средств ее подачи (АПЭН смежного блока – в ремонте). Про-

исходит разогрев топлива, оболочек твэл, графита. Не обеспечиваются критерии целостности двух барьеров безопасности – топлива и графита. Как самая тяжелая эта авария была выбрана для дальнейшего анализа с учетом требований «стресс-тестов».

Особенности расчетного анализа аварии с учетом требований «стресс-тестов»

Одной из важных конструктивных особенностей реактора РУ ЭГП-6 является наличие значительной массы графитового замедлителя при высокой теплопроводности твэлов, относительно небольшом термическом сопротивлении между твэлами и графитовым замедлителем, т.е. графитовая кладка реактора обладает существенной теплоемкостью и представляет собой достаточно эффективный поглотитель тепла. Другим эффективным поглотителем тепла является водный теплоноситель в трубопроводах ОЦК, БС и деаэраторе. Средствами подачи воды в реактор служат основной или резервный ПЭН либо АПЭН. Кроме этого существует автономный контур охлаждения каналов СУЗ, который может достаточно эффективно отводить тепло от заглушенного реактора в деаэратор. Циркуляция теплоносителя в контуре СУЗ осуществляется специальным насосом (НОС) – основным или резервным. Все перечисленные активные средства ПЭН, АПЭН, НОС, участвующие в процессе отвода тепла от реактора к теплоносителю, подключены к деаэратору посредством общего всасывающего коллектора.

В выполненных анализах рассматриваемой проектной аварии согласно ОПБ 88/97 учитывалось не более двух одновременных отказов. В «стресс-тестах» такого ограничения нет. Более того здесь просто постулируются некоторые важные для безопасности АЭС следствия экстремальных воздействий природного или техногенного характера, например: полное обесточивание, потеря конечных поглотителей тепла и др. Применительно к РУ ЭГП-6 могут постулироваться такие события, важные для теплоотвода от реактора, как разрушение общего всасывающего коллектора питательной воды, разрушение ББЗ с потерей воды из него и нижней плиты, разрушение элементов ОЦК с потерей воды из БС, воздействиям подвергаются одновременно все энергоблоки Билибинской АЭС.

В анализах учитывалось автоматическое срабатывание аварийной защиты и переход реактора в подкритическое состояние. В качестве исходного состояния рассматриваемой аварии принималась работа РУ на номинальной мощности, на которой уровни температур элементов РУ имеют максимальные значения.

С учетом изложенного в анализах рассматривались следующие варианты протекания аварии включая в себя вариант с полной потерей конечного поглотителя (воды):

1)до $\tau = 1.5$ч расхолаживание через каналы ТВС и тепловод к воде ББЗ на протяжении всего режима;

2)до $\tau = 1.5$ч расхолаживание через каналы ТВС и тепловод к воде ББЗ до $\tau = 120$ч, далее теплоотвод к бетону стены шахты реактора;

3)до $\tau = 1.5$ч расхолаживание через каналы ТВС и тепловод к воде ББЗ, далее теплоотвод к бетону стены шахты реактора;

4)до $\tau = 1.5$ч расхолаживание через каналы ТВС, тепловод к воде ББЗ отсутствует с

$\tau = 0$;

5)с $\tau = 0$ учитывается только теплоотвод к бетону стены шахты реактора;

Некоторые результаты анализа аварии с учетом требований «стресс-тестов»

Расчеты изменения основных параметров теплоносителя и РУ выполнялись по коду улучшенной оценки RELAP/mod 3.2 [2], расчеты температурного состояния элементов реактора – по программному комплексу COSMOS/M [3].

Расчетная схема описывает геометрию 1/8 части горизонтального сечения реактора и включает кладку (активную зону и боковой отражатель), кожух, бак биологической защиты, шахту реактора и представлена на рисунке 3. Включенные в расчетную схему блоки кладки (ячейки ТВС, СУЗ и отражателя) размером 200×200

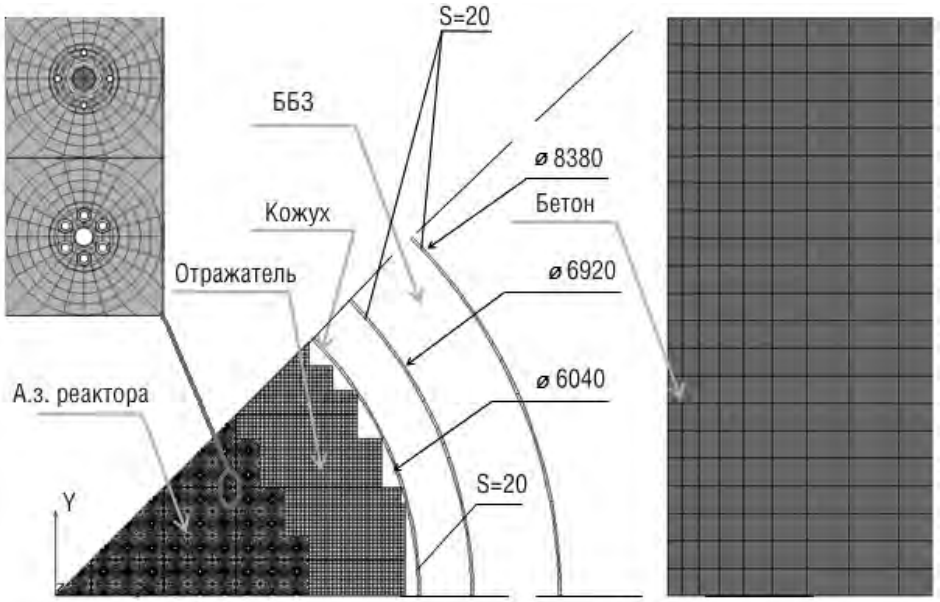


Рис. 3. Расчетная схема реактора, включая кладку (активную зону и боковой отражатель), кожух, бак биологической защиты (ББЗ) и шахту реактора

мм размещены с зазорами между ними. Центральная часть кладки представляет собой активную зону и состоит из 273 ячеек ТВС и 60 ячеек СУЗ.

Ячейка отражателя в расчете представлена целиком состоящей из графита, кожух кладки кольцевым сегментом Ø6040х20мм, стенки бака биологической защиты - также кольцевыми сегментами Ø6960х20мм и Ø8380х20мм, бетонная шахта - половиной горизонтального сечения ее стены напротив рассматриваемой части реактора.

В расчете учтена теплопередача излучением и конвекцией между ячейками реактора, через все конструктивные зазоры в ячейках ТВС и СУЗ, между отражателем и кожухом, между кожухом и внутренней стенкой ББЗ. При опорожненном ББЗ между стенками ББЗ и между наружной стенкой ББЗ и шахтой учтен лучистый теплообмен.

Основные результаты расчётного анализа представлены на рисунках в виде графиков изменения во времени температур следующих элементов:

- топлива (рис.4),
- графита блока ТВС (рис.5),
- бетона по толщине стены шахты (рис.6).

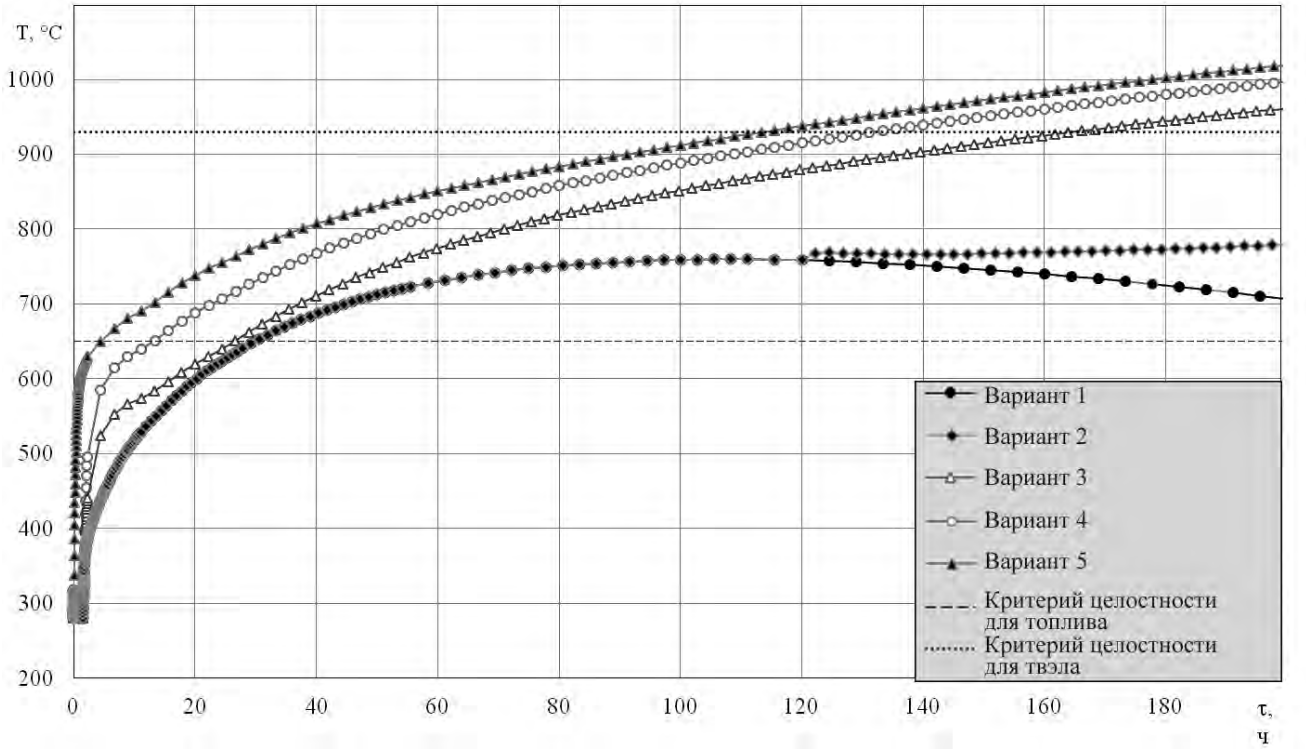


Рис. 4. Изменение температуры топлива в ячейках ТВС в режимах с разрывом ОВК

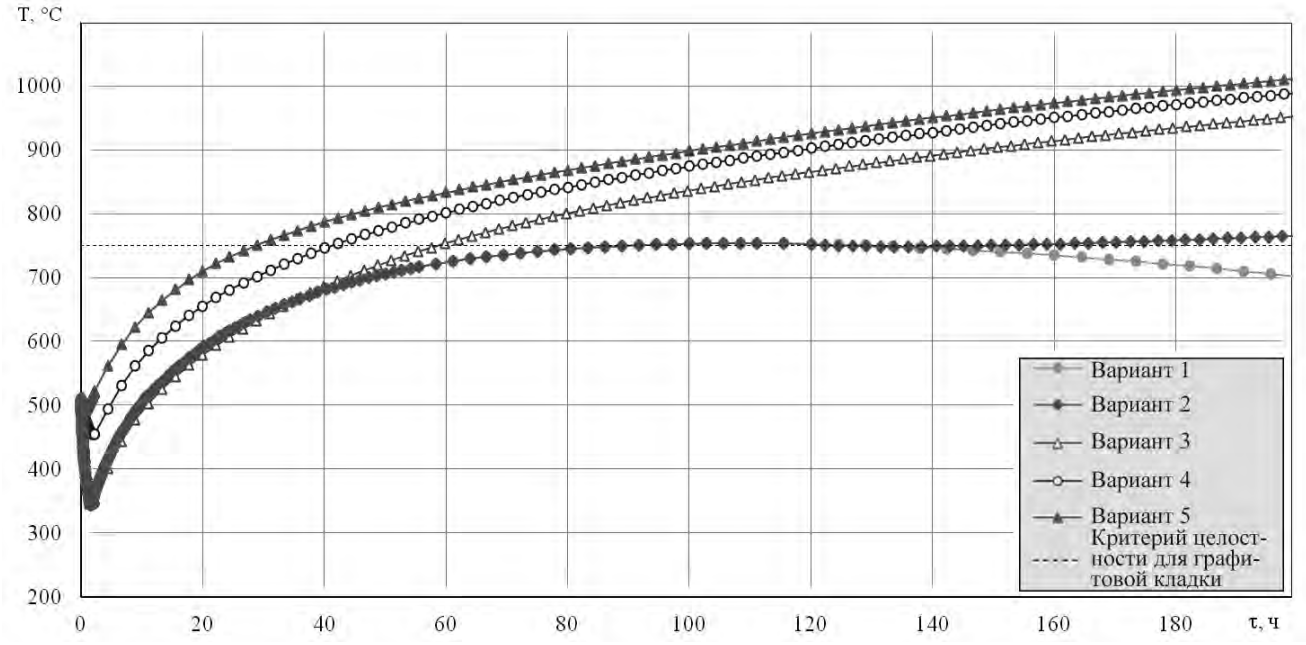


Рис. 5. Изменение температуры графита блока в ячейках ТВС в режимах с разрывом ОВК

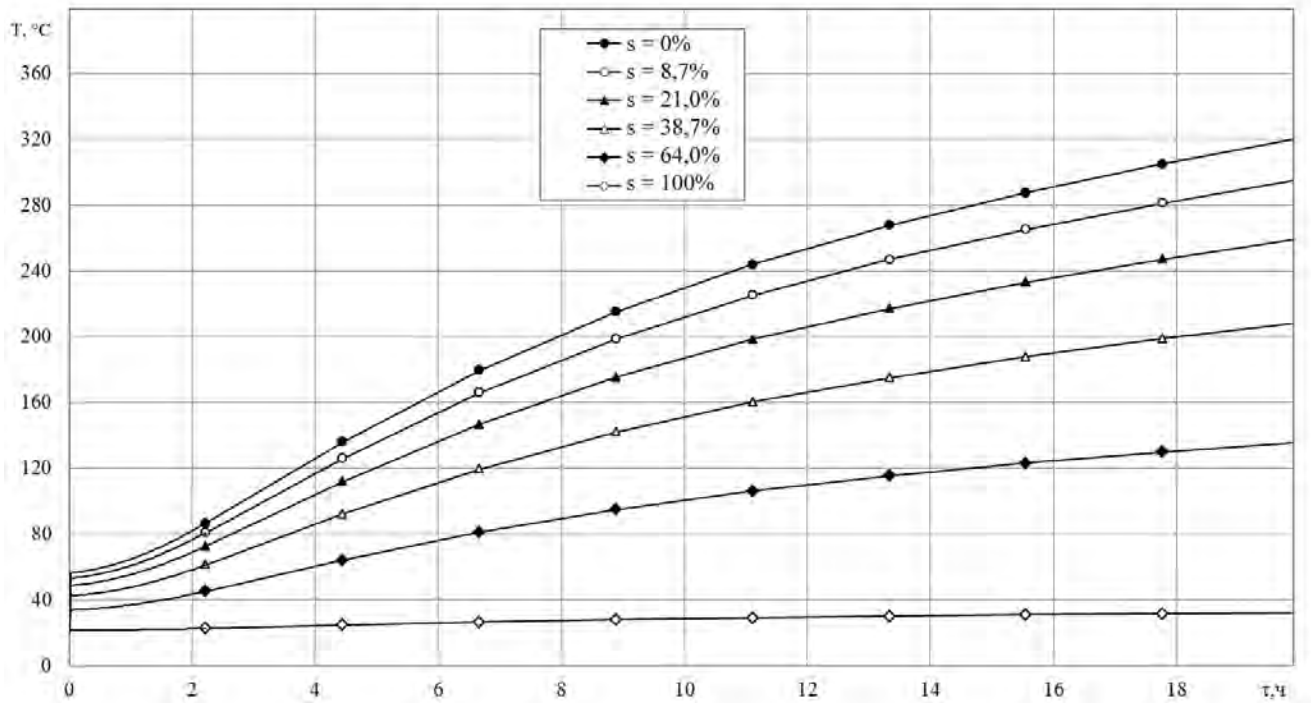


Рис. 6. Разрыв ОВК — температура бетона шахты (вариант 5)

Заключение

Из результатов расчетного анализа следует, что наиболее тяжелым вариантом протекания рассматриваемой аварии является вариант 5, когда в результате экстремального природного воздействия постулируется, что одновременно с разрывом общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС, АПЭН, другими словами, с потерей воды из деаэратора, происходит потеря воды из БС и ББЗ. Это предельный случай с потерей практически всей воды из РУ. Здесь происходит нарушение целостности следующих барьеров безопасности:

- в момент времени 5 час с начала аварии достигается температура плавления магниевой матрицы топлива 650 °С;
- в момент времени 120 час превышается критерий целостности оболочки твэл 930 °С;
- в момент времени 29 час – графита блока ячейки ТВС 750 °С,

Для смягчения последствий рассмотренной запроектной аварии, проектируемые дополнительные аварийные системы водоснабжения должны обеспечивать начало процесса расхолаживания РУ до нарушения целостности основных барьеров безопасности: по топливу и графиту.

Литература

1. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций ОПБ-88/97. НП-001-97 (ПНАЭ Г-01-011-97).

2. RELAP5/mod3.2 CODE MANUAL. Volume I – VII. NUREG/CR-5535/INEL-95/0174/ June, 1995.

3. Система конечно-элементного анализа COSMOS/M v.2.9 (Structural Research and Analysis Corporation, USA). Permanent License “Izhorskie Zavody 033006 CM Adv”, License Type: Hardware lock (SuperPro) 62490d800011, License ID: 0330200631102004 от 01.06.2005. Аттестационный паспорт программного средства, регистрационный № 269. Выдан Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ (Ростехнадзор) 18.02.2010.

4. Билибинская атомная электрическая станция. Энергоблоки 1 – 4. Отчет по углубленной оценке безопасности. Книга 3. Приложение 2. ПКФ, М., 2002-2004.

КОМПЛЕКС РАБОТ ПО ВНЕДРЕНИЮ ПРЕЦИЗИОННЫХ КОДОВ В ПРАКТИКУ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСЧЕТОВ РБМК

Дружинин В.Е., Бычков С.А., Плеханов Р.В., Зинаков Д.Л., Лысов Д.А., Иванов И.Е.
ОАО «ВНИИАЭС», г. Москва
Калугин М.А., Гомин Е.А., Гуревич М.И.
НИЦ «Курчатовский институт», г. Москва

В настоящее время существенно возрос интерес к прецизионным расчетам ядерных реакторов, что во многом обусловлено современным развитие вычислительной техники и возросшими требованиями к точности расчетов различных функционалов реакторов.

Прецизионный нейтронно-физический расчет активной зоны РБМК-1000 достаточно сложная научно-техническая задача, включающая в себя выбор модели и проблемно-ориентированной библиотеки микросечений, подготовку библиотек изменения изотопного состава топлива, детальную подготовку данных по геометрии и материальному составу элементов конструкции активной зоны, учет нелинейных обратных связей, обработку значительных массивов информации и многое другое.

Первыми представителями класса программ «повышенной точности» были программы, предназначенные для подготовки константного обеспечения и обработки экспериментальных данных. В них наиболее детально и полно описывали перенос нейтронов в сложных по геометрии ячейках. С использованием программ этого класса (НЕКТАР, WIMS и др.) осуществлялась подготовка библиотек малогрупповых нейтронно-физических констант для большинства инженерных кодов, с помощью которых проводились полномасштабные нейтронно-физические расчеты РБМК. При этом расчеты ячейки РБМК выполнялись в нескольких

десятках энергетических групп с довольно подробным, хотя несколько упрощенным, описанием геометрии и материального состава.

Дальнейшее развитие программного обеспечения (ПО) нейтронно-физических расчетов шло в двух направлениях – совершенствование константных программ и совершенствование полномасштабных кодов. Насущными задачами этого, времени являлись:

- детализация модели выгорания топлива и моделей подготовки малогрупповых библиотек констант ячеек рабочих и нерабочих каналов;
- разработка трехмерных полномасштабных нейтронно-теплогидравлических кодов;
- разработка моделей и методов расчета нейтронно-физических характеристик (НФХ), коэффициентов и эффектов реактивности;
- разработка моделей пространственной кинетики реактора.

С использованием результатов работ по этим направлениям достаточно успешно разрабатывались и внедрялись на АЭС инженерные коды, предназначенные для решения задач обоснования безопасности и текущего сопровождения эксплуатации РБМК-1000 по планированию перегрузок топлива, контролю и прогнозу изменения НФХ, обработке результатов измерений НФХ. Одновременно складывалось понимания комплексной оценки безопасности РБМК с опорой на расчетные коды и измерения НФХ.

Эти задачи решались в основном на базе инженерных малогрупповых диффузионных кодов. Константное обеспечение носило «вспомогательный» характер и увязывалось с задачами полномасштабных расчетов реакторов за счет корректировки и настройки константного обеспечения по данным экспериментов и измерений НФХ.

Несколько обособленно развивались нейтронно-физические коды повышенной точности. Они предназначались в основном для расчетной поддержки экспериментов и проведения различных научно-исследовательских работ.

В 80-х годах в России и за рубежом интенсивно разрабатываются библиотеки нейтронно-физических микроконстант. Появились библиотеки оцененных ядерных данных в формате ENDF, библиотека БНАБ-78 и др. Параллельно с этим идет разработка кодов повышенной точности и складывается понимание, как должны соотноситься результаты расчетов и экспериментальные данные. Появляются понятия прецизионного расчета (расчета, основная ошибка которого, обусловлена библиотекой микроконстант) и бенчмарк эксперимента. В ИАЭ им. И.В. Курчатова идут интенсивные работы по созданию прецизионного кода на основе метода Монте-Карло – программы MCU [1].

Несмотря на существенный прогресс в области применения прецизионных кодов их использование в практике эксплуатационных расчетов РБМК ограничивалось задачами подготовки малогрупповых констант и немногочисленными «уникальными» расчетами полномасштабных загрузок со свежим топливом.

Комплекс работ по модернизации и повышению безопасности РБМК, наряду с возросшими требованиями отечественных и зарубежных нормативных документов, поставили задачу поиска качественно новых путей повышения точности эксплуатационных нейтронно-физических расчетов. Это происходило на фоне того, что в конце 90-х годов сокращается количество экспериментов на подкритических и критических сборках. В это же время в рамках мероприятий по повышению безопасности на АЭС с РБМК проводилось внедрение новых элементов конструкции активных зон с достаточно сложной геометрией и физическими свойствами (стержни быстрой аварийной защиты, дополнительные поглотители кассетной конструкции, стержни СУЗ с ленточным поглощающим звеном, кластерные регулирующие органы и т.д.). Для подготовки констант и более точного расчета НФХ систем, содержащих такие элементы, настоятельно требовались прецизионные коды.

При поиске путей повышения точности нейтронно-физических расчетов необходимо было совместить решения повседневных задач с перспективными планами. В результате было принято довольно непростое решение: использовать прецизионный код MCU в практике эксплуатационных расчетов. Сложность задачи заключалась в том, что в конце 90-х годов возможности прецизионных кодов не позволяли использовать их напрямую в практике эксплуатационных расчетов. Однако темпы развития вычислительной техники и прецизионных кодов давали надежду на возможность совмещения решения текущих задач сопровождению эксплуатации с перспективой прямого использования прецизионных кодов для полномасштабных расчетов РБМК. Опыт общения с зарубежными партнерами показал, что в перспективных задачах необходимо опираться только на отечественное ПО. С учетом развития отечественных прецизионных кодов выбор был сделан в пользу специалистов развивающих семейство кодов MCU в НИЦ «Курчатовский институт» [1].

Первоначально были намечены следующие этапы работы:

- уточнение информации по геометрии и материальному составу всех топливных и нетопливных элементов конструкции активных зон РБМК-1000;
- подготовка 3D описания элементов конструкции на языке комбинаторной геометрии NCG, являющимся языком задания исходных данных для кодов семейства MCU;
- проведение комплекса прецизионных расчетов различных функционалов для фрагментов активной зоны РБМК (ячеек и полиячеек) и использование их результатов для подготовки константного обеспечения и верификации инженерных кодов;
- разработка модели и подготовка по прецизионным кодам библиотек нуклидных составов для твэлов ТВС РБМК в зависимости от выгорания и «исторической» плотности теплоносителя;
- автоматизация подготовки пакетов исходных данных, содержащих сотни тысяч строк, для массовых расчетов по коду MCU типовых фрагментов активных зон и полномасштабных загрузок РБМК, которая должна минимизировать ошибки и обеспечить взаимно-однозначную совместимость объектов, описываемых на языке инженерных программ и на языке комбинаторной геометрии;
- разработка схемы подготовки исходных данных для прецизионных расчетов по высотному распределению выгорания ТВС, распределению плотности теплоносителя, температур топлива и замедлителя с использованием инженерных кодов.

При разработке этапов работы был использован опыт прецизионных расчетов РБМК, накопленный нашими коллегами из ОАО «НИКИЭТ».

Следует отметить, что использование прецизионных кодов позволяет:

- значительно расширить круг расчетных функционалов и проводить их расчет с гарантированной точностью;
- регистрировать в рамках прецизионных расчетов функционалы, экспериментальное измерение которых невозможно (такие как скорости реакций, интегральные потоки и токи и т.п.);
- частично заместить отсутствующие экспериментальные данные прецизионными расчетами;
- создать надежную вычислительную платформу для расчета сложных элементов конструкции активных зон;
- решить многие проблемы верификации инженерных кодов в широком диапазоне параметров по температурам топлива и замедлителя, плотности теплоносителя для широкого круг расчетных функционалов (интегральные потоки, сечения и скорости реакций), а также верифицировать инженерные коды на более широком круге прецизионных расчетных тестов.

Несмотря на перечисленные преимущества на момент начала работ опыт использования прецизионных кодов в практике эксплуатационных расчетов РБМК был невелик и в их применении явно виделись следующие проблемы:

- вопрос соотнесения и использования результатов прецизионных расчетов в случае их противоречия результатам расчетов по инженерным кодам с учетом того, что исторически верификация инженерных кодов в основном базировалась на сравнении с экспериментальными данными, а массовые результаты прецизионных расчетов элементов конструкции активных зон и полномасштабных загрузок РБМК отсутствовали;
- возможность использования прецизионных моделей для описания переноса нейтронов во фрагментах реактора (ячейках и полиячейках) была обоснована на критических и подкритических сборках, однако опыт обработки реакторных измерений был небогат, недостаточно хорошо было изучено влияние выбора библиотек микроконстант и технологических неопределенностей на получаемые результаты;
- в реакторе баланс нейтронов (рождение, поглощение, утечка) выполняется с большой точностью из-за большого числа частиц, в прецизионных кодах не полностью были решены проблемы соблюдения баланса нейтронов для рассматриваемых систем, т.к. составные элементы баланса нейтронов в ноде (утечки через грани, скорости реакций) сильно зависят от начального расположения источника, набранной статистики, способа регистрации и т.п.;
- верификация инженерных кодов требует выполнение прецизионных расчетов большого количества вариантов, и, как следствие возникает проблема разработки прикладного программного обеспечения для хранения и обработки накапливаемой информации (например, для верификации 40 функционалов для 10 элементов конструкции активных зон в 40 точках по выгоранию, трех значений плотности теплоносителя и трех значений температуры замедлителя необходим расчет 40 000 значений различных функционалов);
- для проведения прецизионных расчетов полномасштабных загрузок РБМК и сравнения с результатами, полученными по инженерным кодам, также необходимо создание специального программного обеспечения, так как выходные файлы содержат большой объем информации (2600 каналов × 16 слоев × 15 функционалов × 6 токов).

Очевидно, что для эффективной работы с прецизионными кодами такого уровня необходимо ориентироваться на постоянное увеличение мощностей вычислительной техники, повышение квалификации инженерных кадров; создание достаточных резервов для хранения информации, развитие методов и алгоритмов обработки информации.

Началом серийных прецизионных расчетов после подготовки данных по геометрическому и материальному составу элементов активных зон РБМК стало создание базы данных прецизионных тестовых расчетов типовых ячеек и полиячеек РБМК-1000. В настоящее время база данных содержит более 9000 типов двухмерных и трехмерных полиячеек с топливными и нетопливными каналами. Для хранения информации, автоматической генерации заданий для проведения прецизионных расчетов на нескольких ЭВМ и автоматизации сравнения результатов прецизионных расчетов и расчетов по инженерным кодам было разработано клиент-серверное приложение с проблемно-ориентированной базой данных. На рисунке 1 представлена его главная информационная панель.

Анализ функционалов, регистрируемых в стандартной версии прецизионного кода MCU-REA/1 [2] показал, что стандартная регистрация не позволяет полностью корректно описывать баланс нейтронов в каждой элементарной ячейке относительно процессов рождения, утечки и поглощения нейтронов. При расчете по кодам

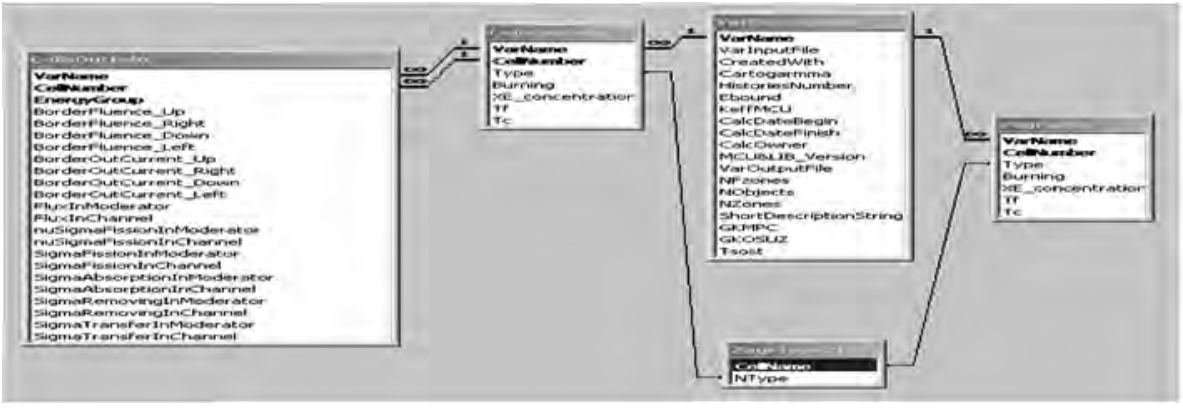


Рис. 1. Главная панель базы прецизионных тестов

семейства MCU полномасштабная загрузка РБМК или полиячейки для регистрации различных функционалов разбиваются на области (ноды). Если исходить из того, что в рамках расчета регистрируется около десяти функционалов в двух энергетических группах, то общее число регистрационных объектов при расчете полномасштабной загрузки достигает 250 000. В рамках стандартной версии MCU реализация такого количества регистрационных объектов является трудоемкой задачей. В этой связи возникла необходимость разработки специализированного регистрационного модуля, опирающегося на специально предусмотренные внутренние возможности кода MCU. Разработанный регистрационный модуль USER значительно расширяет возможности регистрации результатов прецизионных расчетов и обеспечивает:

- регистрацию широкой группы функционалов в каждой ноде реактора (двухгрупповые потоки и макросечения, двухгрупповые скорости реакций поглощения, деления, генерации и перевода нейтронов);
- регистрацию граничных токов и потоков в нодах или укрупненных областях;
- регистрацию различных скоростей реакций на отдельных изотопах для выбранного набора нод;
- возможность свертки полученной информации для более крупных областей вплоть до объединения всех нод в единый реактор;
- первичную подготовку необходимой выходной информации для анализа нейтронно-физических процессов, протекающих в активной зоне РБМК-1000.

В рамках дальнейших работ регистрационный модуль был адаптирован для трехмерных расчетов реакторов, включая режим параллельных вычислений на многопроцессорных ЭВМ.

Использование регистрационного модуля, например, позволило решить задачу, представляющую наибольшую сложность при построении крупносеточной модели реактора (одна точка на ячейку) - корректное определение коэффициентов диффузии. Сложность этой задачи обусловлена тем, что реальные элементарные ячейки реактора имеют довольно сложную геометрическую структуру, вследствие чего ток нейтронов через границы ячеек имеет более сложную зависимость от градиента средних потоков по сравнению с классической диффузионной теорией переноса нейтронов.

Для определения коэффициентов диффузии были использованы результаты прецизионных расчетов полиячеек, в которых регистрация токов, потоков и средних констант ячеек ведется способом, не нарушающим баланс нейтронов в ячейке. Опираясь на зарегистрированные функционалы можно решить оптимизационную задачу нахождения коэффициентов диффузии на минимум отклонения расчетных токов от их зарегистрированного значения.

Из результатов проведенных исследований на группе тестов следует, что коэффициент диффузии существенно может зависеть от структуры окружения элементарной ячейки. В контексте формирования библиотек констант для малогрупповых расчетов реактора необходимо отметить следующее:

- в рассмотренной группе тестов наблюдаются такие элементы структурного расположения каналов дополнительных поглотителей и топлива, что формально определенный коэффициент диффузии становится отрицательным (такое явление обнаружено в вариантах с малой величиной перетечек, поэтому величина и знак коэффициента диффузии не оказывают существенного влияния на распределения полей энерговыделения и коэффициент размножения полиячейки в целом);
- средние значения коэффициентов диффузии, определенные на основании прецизионных тестовых расчетов, существенно выше (на 5 % и более) расчетных значений аналогичных величин, полученных по формуле Боналуми, либо рассчитанных из средних квадратов смещения;
- используя уточненные коэффициенты диффузии можно существенно улучшить точность расчетов полиячеек в диффузионном приближении (так ошибка расчета коэффициента размножения полиячеек с адаптированными коэффициентами диффузии уменьшается в три раза и в среднем не превышает 0,5 %) а погрешность расчета распределения энерговыделения (скорости генерации нейтронов) в практически интересных случаях не превышает пяти процентов.

Малогрупповая библиотека констант с коэффициентами диффузии, подготовленными вышеописанным образом, была использована для расчета различных критических систем по диффузионному коду при физических пусках реакторов РБМК-1000. По результатам этих расчетов можно констатировать, что для критических систем с минимальной критической массой отклонение Кэф от единицы определяется в основном погрешностью исходных данных и используемых приближений. Отклонение среднего значения Кэф от единицы характеризует систематическую погрешность, включая погрешность расчетной модели, погрешность библиотеки констант и общую для выбранной группы тестов погрешность исходных данных, связанную с неопределенностью в содержании примесей, плотности графита и т. д. Максимальное отклонение от единицы среднего на группе тестов Кэф составило чуть больше одного процента, что также можно считать удовлетворительным результатом. При необходимости, такого рода погрешность может быть уменьшена за счет корректировки библиотеки констант или учета в ней дополнительных факторов.

Приводя пример уточнения библиотек малогрупповых констант необходимо отметить еще одно важнейшее направление использования прецизионных кодов, связанное с разработкой на базе пакета MCU-5 отечественной программы, предназначенной для подготовки малогрупповых констант ячеек методом вероятности первых столкновений [3], названной разработчиками ПЕРСТ-5. В пакет ПЕРСТ-5 входят модули и библиотеки пакета MCU-5, поэтому она рассматривается в качестве составной части этого пакета. В настоящее время эта программа прошла тестирование и верификацию для расчета ячеек РБМК, тщательное сопоставление с результатами расчетов по MCU-5 и успешно внедрена в практику эксплуатационных расчетов в ОАО «ВНИИАЭС» в качестве основной программы подготовки константного обеспечения для инженерных кодов, более точной и универсальной, чем программы семейства WIMS.

Для проведения прецизионных расчетов активная зона РБМК представляется в виде области, которая состоит из активной зоны, бокового, нижнего и верхнего торцевых отражателей. В плане область разбита на квадратные колонны со стороной 25 см. Высота каждой колонны равна 800 см, из них 700 см – это активная зона, 50 см - нижний торцевой отражатель и 50 см - верхний

торцевой отражатель. В расчетной модели каждая колонна разбита горизонтальными плоскостями на 16 одинаковых прямоугольных параллелепипедов (нод) размером 25×25×50 см. 14 нод относятся к активной зоне, а 2 ноды – к верхнему и нижнему торцевым отражателям. В расчетах температура и плотность теплоносителя, температура графита, замедлителя, втулок, окружающих ТК и РК, нуклидный состав и температура топлива в каждой ноде постоянны, то есть изменения этих величин вдоль оси 0Z моделируется ступенчатыми функциями.

Детальное описание такой системы на уровне отдельных твэлов и других элементов конструкции на языке комбинаторной геометрии NCGSIM требует до 150 мегабайт информации, в зависимости от точности модели. Источником для части этой информации служит порядка 3 мегабайт исходных данных, описывающих состояние активной зоны реактора: состав загрузки, выгорание топлива, положение стержней СУЗ, температуру материалов (топлива, теплоносителя, замедлителя) и многое другое. Часть этих данных поступает от системы контроля реакторов в виде файлов определенного стандарта. Однако система контроля РБМК-1000 не регистрирует детальных данных по распределению аксиального профиля выгорания, плотности теплоносителя и температуры топлива в ТК с ТВС, полномасштабному распределению температур замедлителя и графитовых втулок, окружающих технологические каналы (ТК) и каналы СУЗ. Для получения этих данных используются результаты расчетов каждого конкретного состояния реактора по инженерному коду, с помощью которого проводится трехмерный нейтронно-физический расчет с корректировкой параметров расчетной модели по показаниям внутриреакторных датчиков системы контроля реактора. В настоящее время для таких расчетов используется специальная версия инженерного кода ТРОЙКА [4], дополненная специальными модулями расчета термогидравлических параметров.

Остальной объем информации, необходимой для прецизионного расчета - это информация о геометрических характеристиках и материальном составе топливных и нетопливных элементов конструкции активной зоны. Характеристики топлива, которые изменяются при работе реактора (материальный состав), формируются с использованием данных о трехмерном распределения глубины выгорания топлива и на основе предварительных расчетов по программе MCU с моделированием изменения нуклидного состава топлива в режима выгорания с учетом «исторической» плотности теплоносителя.

Возможность радикального сокращения и упрощения задания входной информации основана на том, что в полном наборе данных, описывающих реальное состояние активной зоны РБМК-1000, лишь небольшая часть может изменяться, причем изменяться в известных переделах. Это допускает создание специального входного языка, при использовании которого основная и неизменяемая часть информации становится подразумеваемой. Она располагается не среди входных данных, а во внутренних библиотеках, являющихся частью программного продукта подготовки исходных данных. В рассматриваемом случае большая часть подразумеваемой информации – это описания конструкций (геометрии) каналов, общая схема их расположения в активной зоне, нуклидный состав выгоревшего топлива, а так же нуклидный состав конструкционных материалов.

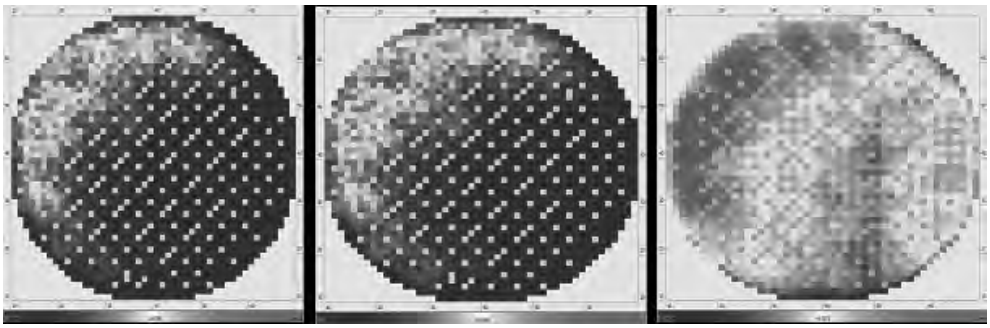
Для преобразования всего этого массива информации во входные данные на языке, используемом в пакете MCU, была разработана программа КДМК.

КДМК – это специализированный препроцессор, написанный строго по правилам объектно-ориентированного программирования, использующий входную информацию в специфическом формате, дополняющий ее информацией из внутренних специализированных библиотек и формирующий окончательно файл в формате входных данных MCU. Основными задачами препроцессора являются ускорение и уменьшение объемов работы по подготовке входных данных, а также снижение количества ошибок в них. Для контроля правильности задания геометрического и материального состава расчетной системы используется специальная программа наглядного представления геометрии объекта по исходным данным MCU Viewer [5]. Программная часть КДМК выполнена в виде консольного приложения (рис. 2). Применение графического интерфейса позволяет существенно сократить время подготовки серий вариантов (в 4-6 раз, которое теперь составляет порядка 5 минут на 7 вариантов), значительно уменьшить количество ошибок и проводить анализ результатов расчетов (рис. 3).

В настоящее время с помощью КДМК могут проводиться расчеты полномасштабных загрузок и фрагментов загрузок активных зон РБМК-1000 (ячеек и полиячеек) с учетом всей существующей номенклатуры элементов конструкции по кодам MCU-REA/1 и MCU-5. В качестве примера в таблице 1 приведены результаты прецизионных расчетов, измерений и расчетов по инженерным кодам НФХ реактора РБМК-1000 энергоблока № 3 Курской АЭС в разотравленном расхоложенном состоянии, а в таблице 2 результаты расчетов изменения подкритичности и эффекта обезвоживания СВ энергоблока № 3 Смоленской АЭС в процессе выгрузки ТВС из активной зоны в процессе предстоящего ремонта с контролем и заменой ТК.



Рис. 2. Рабочее окно и диалоги графического интерфейса КДМК



а) б) в)

Рис. 3. Результаты расчетов скорости реакции деления в расхоложенном разотравленном состоянии энергоблока № 1 Ленинградской АЭС:
а) - расчет по MCU-5 (Kr = 5,6, подкритичность 2,0 %)
б) – расчет по коду ТРОЙКА (Kr = 5,0, подкритичность 2,1 %)
в) – отклонение расчетов (MCU / ТРОЙКА -1)*100 (Среднеквадратическое отклонение 7,6 %).

Табл. 1. Результаты расчетов и измерений НФХ реактора РБМК-1000 энергоблока № 3 Курской АЭС в расхоложенном разотравленном состоянии.

Дата	Вид эффекта	Результат измерений (βэф)	Расчет по инженерным кодам SADCO/ТРОЙКА (βэф)	Расчет по MCU5, (β эф)
12.09.2008	Эффективность АЗ	3,01	3,02 / 2,86	2,75
	Эффективность БСМ (подкритичность)	6,34	7,31 / 6,99	7,01
	Эффективность стержней БСМ и АЗ	–	10,9 / 10,3	10,40
13.09.2008	Эффективность АЗ	–	3,30 / –	3,27
	Эффективность БСМ (подкритичность)	6,53	7,41 / 7,12	7,37
	Эффективность БСМ и АЗ	–	11,2 / –	11,31
	Эффект залива КОСУЗ	–0,62	–	–0,85
Примечания: АЗ – стержни аварийной защиты, БСМ – стержни СУЗ не выполняющие функции АЗ.				

Табл. 2. Изменение подкритичности на этапах замены ТК э/б № 3 Смоленской АЭС (%)

Состояние / Параметр		Исходное сост.	Выгружено 30 ТВС	Выгружено 150 ТВС	Выгружено 365 ТВС
Подкритичность КОСУЗ и КМПЦ с водой	ТРОЙКА	3,30	3,76	5,68	10,39
	MCU-5	3,07		5,25	10,16
Эффект обезвоживания СВ	ТРОЙКА	0,04	0,19	1,51	4,33
	MCU-5			1,31	3,72
Эффект обезвоживания КОСУЗ и РК СУЗ	ТРОЙКА	0,23	0,18	0,37	0,31
	MCU-5	0,22			0,16

Приведенные результаты подтверждают хорошее согласие между результатами измерений, прецизионных расчетов и расчетов с использованием аттестованных инженерных кодов. Статус прецизионных расчетов полномасштабных загрузок активных зон был значительно повышен, после того как в 2007 г. был завершен комплекс работ по верификации и аттестации кода MCU-REA/1 для расчетов НФХ фрагментов и полномасштабных загрузок активных зон реакторов РБМК-1000.

Практически с начала 2000-х годов в области нейтронно-физических расчетов начинают использоваться методы распараллеливания вычислительных процессов на кластерах ЭВМ и многопроцессорных ЭВМ. Для проведения расчетов с распараллеливанием вычислений в НИЦ «Курчатовский институт» разработан код MCU-5 с динамическим распределением памяти, использованием двойной точности при оценке рассчитываемых функционалов и возможностью проведения расчетов на многопроцессорных ЭВМ [6]. В ОАО «ВНИИАЭС» для проведения расчетов РБМК используется версия кода MCU-5. Для расчетов с распараллеливанием вычислений В используется кластер из 5–7 четырехядерных ПЭВМ и различные виды су-

перкомпьютеров, на которых прецизионный расчет полномасштабной загрузки РБМК с 2 млрд. историй выполняется за 5 – 8 часов.

Использование многопроцессорных ЭВМ позволило значительно расширить круг задач эксплуатационных расчетов РБМК, решаемых с применением прецизионных кодов. Примером такой задачи является разработка прецизионной модели для расчёта трёхмерного распределения энерговыделения (РЭ) полномасштабных загрузок реакторов РБМК-1000 на основе кода MCU-5/REA с корректировкой параметров расчетной модели по показаниям ВРД.

Для больших энергетических реакторов это направление расчетов достаточно хорошо развито в рамках инженерных нейтронно-физических кодов, а для прецизионных не имело апробированных аналогов и проводилось впервые.

Необходимость коррекции прецизионного расчета РЭ по показаниям показания ВРД обусловлены спецификой решаемой задачи. Это связано с тем, что для проведения представительного полномасштабного расчета РБМК-1000 методом Монте-Карло необходимо не только моделирование большого количества траекторий нейтронов, точное описание геометрических и материальных параметров системы, но и точное знание распределения энерговыработок ТК и теплотехнических параметров, которое не может быть получено из данных системы контроля реактора или измерений.

В ходе разработки прецизионной модели расчета РЭ был проведен комплекс расчетных исследований по выбору параметров прецизионной расчетной модели на базе кода MCU-5 для проведения расчетов РЭ РБМК-1000. Исследования точности расчета РЭ от количества моделируемых историй были выполнены с использованием разработанного макета программного обеспечения, моделирующего перенос нейтронов методом Монте-Карло в квазигетерогенном двухгрупповом приближении с использованием высокопроизводительной программно-аппаратной среды CUDA, предназначенной для проведения массовых параллельных вычислений на графических процессорах NVIDEO.

Исследования показали:

- отбрасывание первых 150-300 итераций источника, позволяет существенно повысить точность расчета РЭ за счет исключения систематической погрешности;
- величина статистической ошибки практически не зависит от величины пакета нейтронов и определяется общим числом смоделированных историй (общей статистикой);
- для достижения точности расчета РЭ в 1% (среднеквадратическая ошибка) необходимо просчитать 1 млрд. историй (при максимальной ошибке около 3%).
- величина статистической ошибки при оценке потока нейтронов в ноде сильно зависит от макро флуктуаций поля нейтронов в большой области, а не от количества столкновений в ноде.

Характер полученных зависимостей справедлив для описанной выше разбивки системы на ноды и общем числе историй более 10 миллионов.

Корректировка параметров прецизионной расчетной модели по показаниям ВРД осуществлялась за счет корректировки интегральных по высоте ТВС значений энерговыработки в пределах погрешности ее определения в рамках системы контроля. Принятый в результате проведенных исследований алгоритм корректировки можно описать следующим образом:

1. По прецизионному коду проводился расчет РЭ - W(r);

2. Используя стандартную процедуру восстановления РЭ по показаниям ВРД, находилась гладкая корректирующая функция F(r) (нормированная на суммарное число ТК, так, что среднее значение F(r) в ТК равно единице);

3. Формировалось откорректированное поле энерговыработок ТК в виде:

$$B_{новое}(r) = B_{исходное}(r) * (1+(F(r)-1)*K),$$

где: Висходное(r)-поле энерговыработок, зарегистрированное системой контроля, К – настраиваемый коэффициент.

Апробация описанного алгоритма с использованием инженерных кодов показала, что он позволяет за одну итерацию уменьшить среднеквадратическое отклонение РЭ от показаний ВРД в полтора раза (с 12,3 % до 8 %) при сохранении среднеквадратического отклонения скорректированных энерговыработок ТВС в пределах 1,7 %.

На основе разработанных алгоритмов по коду MCU-5 была проведена серия прецизионных расчетов реальных состояний РБМК-1000 с корректировкой параметров модели по показаниям ВРД. Для проведения прецизионных расчетов были выбраны три состояния РБМК-1000 (САЭС-1, КАЭС-3 и ЛАЭС-1), в которых РЭ измерялось не только ВРД, но и образцовыми детекторами в более чем 100 центральных гильзах ТВС сб. 49. По результатам расчетов можно сделать вывод, что процедура корректировки позволяет снизить среднеквадратическое отклонение результатов прецизионного расчета РЭ от показаний ВРД до величины порядка 5–7 %, причем отклонение результатов расчетов РЭ от показаний образцовых детекторов составляет меньшую величину.

В результате проведенных исследований были сформированы 3 реперных состояния для прецизионной расчетной модели, которые используются для верификации инженерных кодов и их константного обеспечения по функциям расчетов распределения энерговыделения, коэффициентов и эффектов реактивности. Причем эта верификация, благодаря свойствам прецизионной модели может проводиться не только для рабочего, но и для других состояний реактора.

Заключение

Приведено описание основных этапов адаптации и внедрения прецизионных кодов семейства MCU в практику эксплуатационных расчетов, проводимых ОАО «ВНИИАЭС» в рамках научно-технического сопровождения эксплуатации реакторов РБМК-1000.

Основными направлениями использования прецизионных кодов семейства MCU являются:

- исследования нейтронно-физических характеристик элементов конструкции и полномасштабных загрузок активных зон;
- подготовка библиотек малогрупповых констант для инженерных кодов;
- верификация инженерных кодов сопровождения эксплуатации;
- прецизионные расчеты нейтронно-физических характеристик (коэффициентов и эффектов реактивности, распределения энерговыделения и т.д.) в различных состояниях реакторов для контроля и обоснования ядерной безопасности.

Опыт использования прецизионных кодов семейства MCU подтвердил их высокую точность и эффективность для решения нейтронно-физических задач, возникающих в процессе эксплуатации реакторов РБМК-1000.

Список литературы

1. Зарицкий С. М., Гомин Е. А., Городков С.С., Кватор В.М., Рождественский М.И., Дружинин В. Е. и др. Рабочее техническое задание на набор тестовых задач. Отчет РНЦ «Курчатовский институт», инв.№36/30-2000. М., 2000 г.

2. Гомин Е.А., Майоров Л.В., Гуревич М.И., Абагян Л.П. и др. Программа MCU-REA/1 с библиотекой констант DLC/MCUDAT-2.2. Отчет РНЦ «Курчатовский институт», инв.№36/38-2004. М., 2004 г.

3. Гомин Е.А., Гуревич М.И., Калугин М.А., Лазаренко А.П., Пряничников А.В., Сидоренко В.Д., Дружинин В.Е., Жирнов А.П., Рождественский И.М. Статус пакета ПЕРСТ-5. ВАНТ. Серия Физика ядерных реакторов, 2011, вып. 4, с. 29–41.

4. А.А. Шкурпелов, А.С. Немиров, В.С. Дадакин, Программа ТРОЙКА, версия 7.1. Аттестационный паспорт программного средства №228. –М.: НТЦ ЯРБ, 2007.

5. Гуревич М.И., Тельковская О.В., Шкаровский Д.А. Графическое представление исходных данных и результатов расчетов для программы MCU. Атомная энергия, 2005, т. 99, вып. 3, с. 163-167.

6. Алексеев Н.И., Большагин С.Н., Гомин Е.А. Городков С.С., Гуревич М.И., Калугин М.А. и др. Статус MCU-5. ВАНТ. Серия Физика ядерных реакторов, 2011, вып. 4, с. 4 – 23.

ЭКСПЕРИМЕНТЫ НА КРИТИЧЕСКОМ СТЕНДЕ РБМК ДЛЯ ПРОВЕРКИ И ОТЛАДКИ МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ЗАПОЛНЕНИЯ ГИЛЬЗЫ КРО ВОДОЙ

Качанов В.М., Житарев В.Е., Сергевнин А.Ю., Чикунов В.К.

ФГБУ НИЦ «Курчатовский институт», Москва

Разработка и внедрение кластерных регулирующих органов (КРО) на реакторах РБМК-1000 позволили снизить положительный эффект реактивности при обезвоживании КО СУЗ в рабочем критическом состоянии до менее $1\beta_{эфф}$ и увеличить скоростную эффективность СУЗ в режиме остановки. При этом, согласно руководству по эксплуатации, недопустимо появление воды в гильзе КРО, так как может вызвать недоход пэлов до нижнего концевика и нарушение целостности гильзы. Поэтому для повышения эксплуатационной надежности КРО необходимо разработать и внедрить методику оперативной диагностики заполнения гильзы КРО водой. Для проверки и отладки такой методики требуются экспериментальные данные, получить в достаточном объеме которые можно только на критическом стенде РБМК.

Эксперименты проводились на критической сборке, представляющей собой физическую модель фрагмента начальной загрузки реактора РБМК из 256 технологических каналов в штатной графитовой кладке при комнатной температуре и атмосферном давлении. Сборка содержала 191 ТВС РБМК 2% обогащения, 32 бористых ДП, 5 имитаторов стержней СУЗ, канал СУЗ с КРО, 22 канала со стержнями СУЗ стенда, а также каналы с камерами СУЗ и камерами измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) Кентавр-КС (Рис.1).

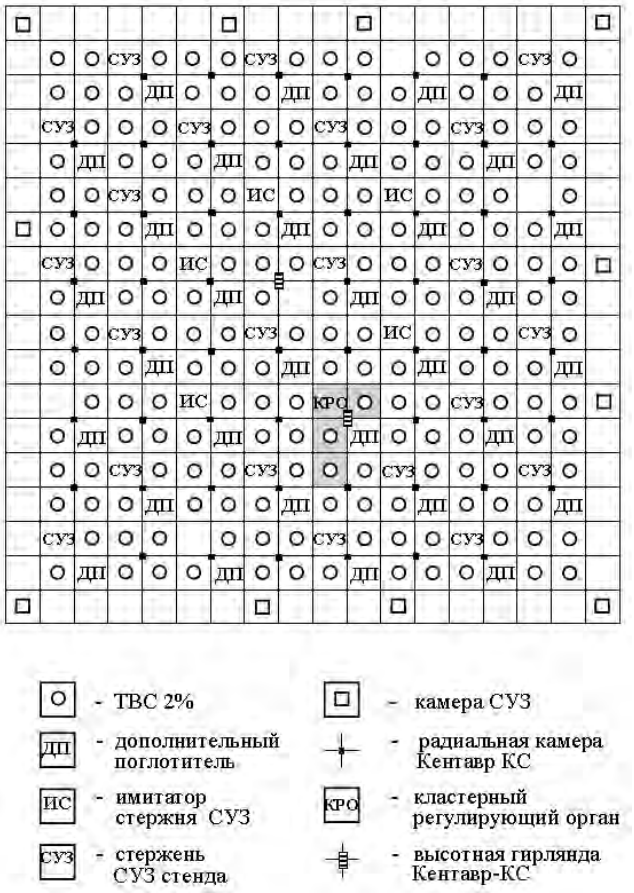


Рис. 1. Картограмма загрузки стенда РБМК.

Для экспериментов из штатного КРО был изготовлен укороченный макетный образец длиной ~ 4,5 м (Рис. 2). Гильза макета КРО устанавливалась в макет канала СУЗ, который дорабатывался для подачи в него воды из водяной коммуникации стенда. В качестве пэлов использовали штатные половинной длины. Для расположения пэлов симметрично по высоте активной зоны и обеспечения герметичности гильзы к ее нижнему торцу крепилась опорная подставка. При этом обеспечивалась возможность независимого заполнения водой внутренней полости гильзы (шлангом сверху) и объема канала СУЗ вне гильзы через водяную коммуникацию стенда. Для контроля уровня воды во внутренней полости использовали контактный электрический уровнемер.

Для измерений распределений потока нейтронов в 72 точках по объему активной зоны и реактивности, а также контроля и регистрации уровня воды в активной зоне и положения стержней СУЗ использовали ИВК Кентавр-КС [1]. Для регистрации изменений нейтронно-физических параметров, связанных с появлением воды в гильзе КРО, в соседних с гильзой КРО ячейках сборки в центральных трубках ТВС размещались дополнительные камеры деления – две ПИК-В и одна КНТ-5. Длина чувствительной области ПИК-В – 280мм, а КНТ-5 – 5мм. Камера КНТ-5 могла дистанционно перемещаться по высоте в центральной трубке ТВС, а в случае необходимости, в центральной полости гильзы КРО.

Исследовались различные состояния ячейки с КРО:

1. Гильза КРО без пэлов в канале СУЗ с водой. Последовательно рассматривались различные варианты наличия воды во внутренней полости гильзы – воды

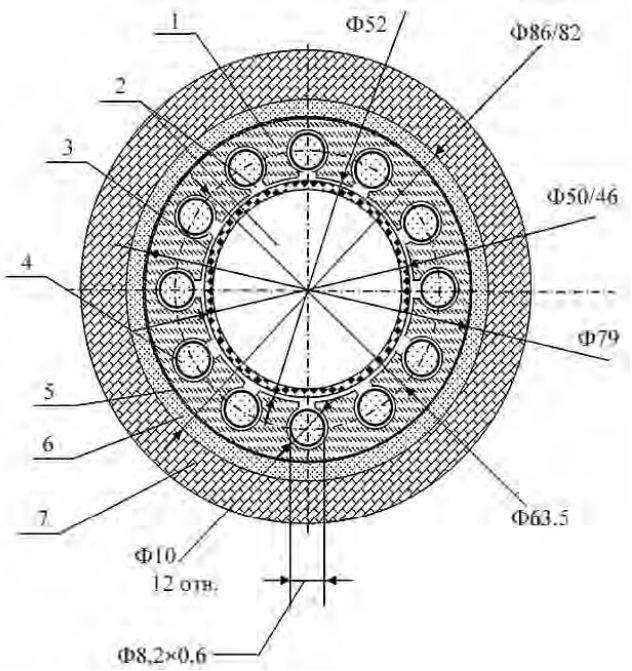


Рис. 2. Поперечное сечение канала СУЗ с КРО.
1 — гильза КРО; 2 — внутренняя полость гильзы (воздух или вода); 3 — опорная труба; 4 — пэлы 12 шт.; 5 — вода (воздух) в канале СУЗ; 6 — труба канала СУЗ; 7 — графитовая втулка.

а)

	0,224	0,371	0,364	0,288	0,296	0,278	
0,299	0,588	0,666	0,599	0,477	0,536	0,504	0,285
0,544	0,762	0,724	0,664	0,908	0,608	0,588	0,362
0,313	0,741	0,731	1,578	1,394	1,104	0,643	0,385
0,503	0,741	1,189	1,740	1,621	1,274	1,368	0,484
0,623	1,179	1,336	2,548	2,907	2,284	1,815	0,889
0,685	1,359	1,869	2,504	2,594	2,377	1,376	0,822
	0,776	1,134	1,387	1,586	1,129	0,487	

б)

Г.№1	Г.№2
0,553	0,523
0,973	0,978
1,307	1,262
1,358	1,412
1,278	1,303
0,980	0,971
0,551	0,552

Рис. 3. Относительные распределения потока нейтронов по радиусу (а) и высоте (б) активной зоны (камеры Кентавр-КС). В канале СУЗ без воды гильза КРО с водой во внутренней полости на уровне ½ от уровня в активной зоне.

нет, уровень воды ¼, ½ и равен уровню в активной зоне. Аналогичные измерения проводились для гильзы КРО без пэлов в канале СУЗ без воды.

2. Гильза КРО с пэлами. Последовательно рассматривались состояния, указанные в п.1, в канале СУЗ с водой и без воды.

Для каждого состояния ячейки с КРО регистрировалось:

- положение стержней СУЗ при компенсации;
- распределение потока нейтронов по объему активной зоны;
- показания дополнительных камер ПИК-В и КНТ-5 в области КРО, расположенных в центральных трубках ТВС посередине высоты активной зоны;
- аксиальное распределение потока нейтронов в центральной трубке ТВС рядом с КРО;
- реактивность (подкритичность) при сбросе выбранных наборов стержней СУЗ стенда.

Измерения аксиальных распределений по центру внутренней полости гильзы КРО (с пэлами, без пэлов при уровне воды во внутренней полости гильзы ¼, ½ от уровня в активной зоне) выполнялись только для гильзы без воды в канале СУЗ.

Примеры распределений потока нейтронов по объему активной зоны и показаний дополнительных камер в области КРО (гильзы, гильзы с пэлами) при разных вариантах наличия воды в гильзе представлены на рис. 3 и Таблице 1 соответственно.

Таблица 1. Показания дополнительных камер в центральных трубках ТВС в соседних с гильзой КРО ячейках при разных уровнях воды в гильзе

Ячейка (камера)	Уровень воды в гильзе	Гильза КРО		Гильза КРО с пэлами	
		Канал СУЗ без воды	Канал СУЗ с водой	Канал СУЗ без воды	Канал СУЗ с водой
Р7-11 (КНТ-5)	0	1,000	1,000	1,000	1,000
	1/4	0,971	0,999	0,993	0,997
	1/2	0,927	0,952	0,954	0,967
	1	0,897	0,939	0,926	0,939
Р6-10 (ПИК-В)	0	1,000	1,000	1,000	1,000
	1/4	1,005	1,012	0,983	0,985
	1/2	0,990	0,994	0,956	0,955
	1	0,977	0,980	0,920	0,935
Р5-10 (ПИК-В)	0	1,000	1,000	1,000	1,000
	1/4	1,006	1,016	0,997	0,998
	1/2	1,022	1,023	0,976	0,978
	1	1,035	1,023	0,944	0,970

При заполнении внутренней полости гильзы КРО водой наблюдается в целом закономерное изменение сигналов камер, расположенных в центральных трубках ТВС в соседних ячейках. В большинстве состояний происходит уменьшение величины сигнала всех трех камер по мере заполнения гильзы водой. При использовании данных надо учитывать влияние тяжелого и достаточно близко расположенного стержня СУЗ стенда (КО8), который искажает эффект воды на камерах ПИК-В. Отметим, что на реакторе ближайшие камеры СВРК располагаются в центральных трубках ТВС через ряд от ячейки с КРО.

По результатам измерений подкритичности при сбросе выбранных наборов стержней СУЗ стенда определялась эффективность 12 пэлов КРО с водой и без воды в канале СУЗ при различных вариантах наличия воды во внутренней полости гильзы (Таблица 2).

Таблица 2. Эффективность пэлов КРО, $\beta_{эфф}$

Вода в канале СУЗ	Нет				Есть			
Вода в гильзе	0	1/4	1/2	1	0	1/4	1/2	1
8 стержней СУЗ на НК	1,59	1,56	1,38	1,25	1,46	1,41	1,27	1,10
15 стержней СУЗ на НК	1,59	1,52	1,30	1,19	1,49	1,38	1,24	1,09

На рис. 4 представлены примеры аксиальных распределений потока нейтронов в центральной трубке ТВС рядом с гильзой КРО без пэлов, в канале СУЗ без воды для разных вариантов наличия воды во внутренней полости гильзы. В этом случае наблюдается наиболее существенный сдвиг аксиального поля нейтронов по мере заполнения водой внутренней полости гильзы КРО.

Все полученные при измерениях данные сохраняются в файлах электронного архива и могут быть использованы для проверки и отладки методики оперативной диагностики заполнения гильзы КРО водой.

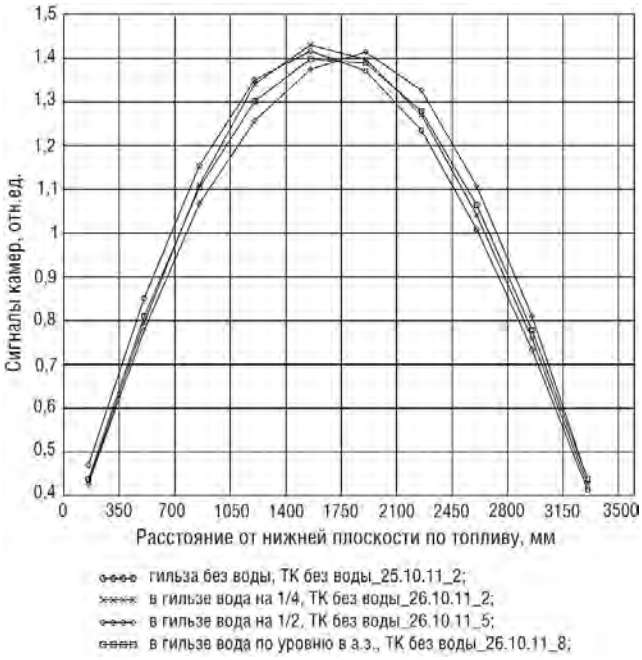


Рис. 4. Аксиальное распределение потока нейтронов в центральной трубке ТВС рядом с гильзой КРО без пэлов, в канале СУЗ без воды для разных вариантов наличия воды во внутренней полости гильзы.

Список литературы

1. Житарев В.Е., Качанов В.М., Кудрявцев А.В. и др. Комплекс технических средств для модернизации аппаратуры критических стендов. В кн. «Труды научной сессии МИФИ-2008». М., МИФИ, 2008, т. 8, с.с. 35–36.

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ НОВОЙ РЕДАКЦИИ ТИПОВОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С РЕАКТОРОМ РБМК-1000

Василевский В.П., Ухаров С.Г., Рождественский М.И., Масленников А.В.
ОАО «НИКИЭТ», г. Москва

Основным документом, определяющим безопасную эксплуатацию энергоблока АЭС, является технологический регламент. При эксплуатации нескольких энергоблоков с реакторами одного типа и конструкции целесообразно создать Типовой регламент, в соответствии с которым разрабатываются рабочие регламенты по эксплуатации каждого серийного энергоблока, учитывающие их схемные и конструктивные особенности.

Первая редакция Типового технологического регламента по эксплуатации энергоблока АЭС с реактором РБМК-1000 была разработана в сентябре 1978 года по указанию 16 Главного управления МСМ. К этому времени были приняты в промышленную эксплуатацию и работали на номинальной мощности четыре энергоблока с реактором РБМК-1000 первого поколения: 1 и 2 блоки Ленинградской АЭС, 1 блок Курской АЭС и 1 блок Чернобыльской АЭС. После ввода в эксплуатацию 2 блока КуАЭС, 2 блока ЧАЭС и энергоблоков второго поколения – 3 и 4 блоков ЛАЭС, которые в отличие от блоков первого поколения оснащены дополнительными системами безопасности, регламент был дополнен и в 1982 году утверждена вторая редакция Типового регламента. В дальнейшем по мере ввода в эксплуатацию энергоблоков с реактором РБМК-1000 на КуАЭС, ЧАЭС и САЭС и накопления опыта их эксплуатации в Типовой регламент вносились изменения и дополнения. После аварии на 4 энергоблоке ЧАЭС в срочном порядке в Типовой и рабочие регламенты были введены пределы и условия безопасной эксплуатации реактора РБМК-1000 и требование немедленного заглушения реактора при снижении запаса реактивности до 30 эффективных стержней РР. В декабре 1988 года разработана и утверждена третья редакция Типового регламента, в который после испытаний и внедрения на энергоблоках была введена быстрая аварийная защита (БАЗ) с перечнем сигналов на ее срабатывание (уменьшение периода разгона, повышение мощности, повышение давления в РП или помещениях РУ).

Значительные структурные изменения внесены в Типовой регламент при его очередном пересмотре в 1991 году. Сокращено количество глав с 21 до 13 за счет объединения некоторых разделов, содержащих эксплуатационные требования при одном и том же состоянии блока или для одинаковых технологических процессов, например, подъем мощности после частичной раз-

грузки и после прохождения «йодной ямы», работа на мощности выше МКУ и операции в основных схемах, действия при срабатывании аварийных защит и аварийный останов, заглушение реактора на длительный ППР и прекращение циркуляции и опорожнение частей КМПЦ. Некоторые главы, не содержащие оперативную информацию для персонала, были исключены, например, работа в цепях СУЗ, СФКРЭ, СЦК, перегрузка реактора с помощью РЗМ. Введена новая глава по контролю исправности и условиям вывода из работы систем безопасности. Главы регламента изложены в следующей логической последовательности:

- общие положения;
- параметры нормальной эксплуатации;
- перечень аварийных защит и порядок их ввода-вывода;
- пределы и условия безопасной эксплуатации;
- контроль исправности систем безопасности;
- разогрев и вывод блока в энергетический режим;
- действия при отклонении параметров за допустимые пределы;
- действия при срабатывании аварийных защит;
- снижение мощности, останов и расхолаживание блока;
- проведение ремонтных и перегрузочных работ.

Четвертая редакция Типового регламента утверждена и введена в действие Эксплуатирующей организацией в декабре 1991 года. Через 10 лет, ввиду значительного количества накопленных изменений и дополнений, внесенных в регламент в процессе совершенствования схем и алгоритмов работы некоторых систем безопасности для их приведения в максимально возможное соответствие постоянно ужесточающимся требованиям нормативной документации, регламент в установленном порядке был переоформлен. Пятая редакция Типового регламента введена в действие в декабре 2001 года.

К этому времени из 15 энергоблоков с реактором РБМК-1000 находились в эксплуатации только 11 энергоблоков в России. После аварии на 4 блоке ЧАЭС Украина вывела из эксплуатации в октябре 1991 года 2 энергоблок, в ноябре 1996 года 1 энергоблок и в декабре 2000 года 3 энергоблок. Для повышения надежности и безопасности действующих энергоблоков с реактором РБМК-1000 на ЛАЭС, КуАЭС и САЭС и дальнейшего приближения уровня их безопасности к уровню требований современной нормативно-технической документации на основе исследований в рамках проектов по углубленной оценке безопасности в 2001 году начаты работы по завершающему этапу модернизации энергоблоков. В таблице приведены даты основных этапов ввода в эксплуатацию и проведения модернизации всех 11 энергоблоков с реактором РБМК-1000 Ленинградской, Курской и Смоленской АЭС.

Основные этапы ввода в эксплуатацию и модернизации энергоблоков с реактором РБМК-1000

Энергоблок с РУ РБМК-1000	Физический пуск (выход на МКУ)	Энергетический пуск (прием блока ГПК)	Освоение номинальной мощности 1000 МВт(э)	Модернизация энергоблока (КСКУЗ, УСБ-Т, ...)
ЛАЭС-1	14.11.1973	21.12.1973	01.11.1974	12.2003÷10.2004
ЛАЭС-2	01.07.1975	15.07.1975	08.01.1976	07.2005÷10.2006
ЛАЭС-3	31.10.1979	07.12.1979	26.06.1980	07.2007÷05.2008
ЛАЭС-4	31.01.1981	09.02.1981	29.08.1981	07.2009÷04.2010
КуАЭС-1	14.12.1976	30.12.1976	12.10.1977	04.2001÷07.2002
КуАЭС-2	14.01.1979	28.01.1979	17.08.1979	09.2003÷10.2004
КуАЭС-3	02.10.1983	15.11.1983	30.03.1984	10.2007÷09.2008
КуАЭС-4	23.11.1985	21.12.1985	05.02.1986	10.2008÷06.2009
САЭС-1	08.11.1982	25.12.1982	30.09.1983	08.2010÷04.2011
САЭС-2	25.04.1985	29.05.1985	03.07.1985	планируется с 01.2013
САЭС-3	29.12.1989	30.01.1990	12.10.1990	планируется с 03.2014

Как следует из таблицы, завершающий этап модернизации потребовал поочередного останова энергоблоков на 8÷15 месяцев, поскольку включал в себя трудо- и финансовоемкие технические мероприятия:

- замена СУЗ на комплексную систему контроля, управления и защиты (КСКУЗ),включающую две независимые системы останова реактора АЗ и БСМ;
- внедрение программно-технического комплекса управляющих систем безопасности для технологических систем (ПТК УСБ-Т);
- замена системы централизованного контроля (СЦК) на информационно-измерительную систему (ИИС);
- внедрение кластерных регулирующих органов (КРО) в каналах СУЗ;
- реализация системы распределения и контроля расхода воды через каналы контура СУЗ;
- модернизация системы аварийного охлаждения реактора (САОР);
- модернизация БЩУ и РЩУ (РПУ);
- замена оборудования и ремонт строительных конструкций «горячих» помещений системы локализации аварий (СЛА);
- модернизация системы аварийного электроснабжения (САЭ).

Реализация перечисленных мероприятий сопровождалась перевыпуском рабочей эксплуатационной документации каждого модернизированного энергоблока, в том числе и документации верхнего уровня – технологического регламента по эксплуатации (ТР), инструкции по эксплуатации реакторной установки (ИЭ РУ), событийной аварийной инструкции (АИ), симптомно-ориентированной аварийной инструкции (СОАИ) и руководства по управлению запроектными авариями (РУЗА). К началу 2010 года была завершена модернизация 8 из 11 энергоблоков с реактором РБМК-1000 и перевыпущена их эксплуатационная документация как неотъемлемое условие получения лицензии Ростехнадзора на пуск и эксплуатацию блока после модернизации. В январе 2010 года Эксплуатирующая организация ОАО «Концерн Росэнергоатом» поручила Главному конструктору (ОАО «НИКИЭТ») с привлечением Научного руководителя (РНЦ «Курчатовский институт») и Генеральных проектантов (ОАО «Головной институт «ВНИПИЭТ» и ОАО «Атомэнергопроект») разработать

новую редакцию Типового регламента с учетом модернизации энергоблоков. К работе над регламентом были привлечены Ленинградская, Курская и Смоленская АЭС.

Проект шестой редакции Типового регламента был разработан и через год в начале 2011 года направлен для окончательного рассмотрения всем организациям – участникам разработки. По результатам анализа и обсуждения полученных предложений выполнена корректировка проекта регламента. Типовой регламент в новой редакции подписан Генеральным конструктором, Научным руководителем, Генеральными проектантами и 26.05.2011 утвержден Эксплуатирующей организацией. Приказом № 9/836-П от 22.07.2011 ОАО «Концерн Росэнергоатом» новый «Типовой технологический регламент по эксплуатации энергоблока АЭС с реактором РБМК-1000» (НИКИЭТ инв. № 411-3851) введен в действие с 01.09.2011.

Для обеспечения безопасности эксплуатации блоков персоналом в новом Типовом регламенте сохранены ставшие традиционными структура, содержание и логическая последовательность глав. Их изменение потребовало бы не только внесения аналогичных изменений в рабочие регламенты, инструкции по эксплуатации реакторной установки, аварийные инструкции и многочисленные инструкции по эксплуатации систем и оборудования энергоблока, но и соответствующее переобучение персонала АЭС. В отличие от предшествующих редакций в Типовой регламент введены обозначения энергоблоков в зависимости от конструктивных различий систем важных для безопасности: отсутствия или наличия систем по проекту (например, система герметичных помещений), проектных значений параметров систем (например, значения уровней и уставок защит по уровню в БС разных модификаций) и характеристик систем, реализованных при модернизации (например, формирование защит и режимов по сигналам нейтронных датчиков КСКУЗ). Новая редакция Типового регламента включает в себя следующие основные изменения и дополнения.

1) Введено новое определение базового режима работы энергоблока с реактором РБМК-1000, которым называется режим работы с наибольшей разрешенной электрической нагрузкой.

2) В общих положениях указаны основные пусковые операции – пуск ГЦН, выход на МКУ, разогрев КМПЦ, проверка ИПК-ГПК, пуск и набор нагрузки 150÷200 МВт(э) на первом пускаемом ТГ. В соответствии с действующим штатным расписанием определены должности руководящего персонала АЭС, которые имеют право исполнять обязанности ответственного руководителя пуска энергоблока и ответственных руководителей пуска от производственных подразделений (цехов, отделов), обеспечивающих при проведении пусковых операций дежурство ремонтных бригад.

3) Внедрение КСКУЗ с двумя независимыми системами останова, состоящей из двух независимых трехканальных комплектов аппаратуры, определило:

- расширение перечня сигналов от внутризонных и внереакторных датчиков, формирующих команду на срабатывание аварийных защит (АЗ, БСМ) и режимов автоматического снижения мощности (БУСМ-1,2,3) реактора при увеличении общей или локальной мощности, уменьшении периода разгона;
- введение автоматического запрета на увеличение уставок задатчиков мощности и извлечение стержней СУЗ из активной зоны при увеличении общей или локальной мощности, уменьшении периода разгона реактора;
- введение аварийных защит (АЗ) по технологическим параметрам, дублирующих (по давлению в помещениях РУ, по давлению в РП, по скорости снижения давления в БС, по снижению уровня в БС) или дополняющих при более глубоком изменении параметра (по давлению в БС, по давлению в раздающем коллекторе СУЗ) срабатывание второй системы останова БСМ.

Сформулированы условия вывода из работы одного любого комплекта КСКУЗ при работе реактора на мощности, гарантирующие безопасность РУ при всех нарушениях нормальной эксплуатации и проектных авариях.

4) Внедрение ПТК УСБ-Т, который состоит из двух независимых комплектов аппаратуры, обеспечило:

- формирование в соответствии с заданными алгоритмами управляющих воздействий на системы безопасности (САОР, ГПК, САЭ) и системы нормальной эксплуатации в режиме аварийного расхолаживания;
- дистанционное управление системами безопасности с БЩУ и РЩУ (РПУ);
- предоставление информации о состоянии систем и технологических параметров оперативному персоналу и ее архивирование.

Сформулированы условия вывода из работы одного любого комплекта ПТК УСБ-Т при работе реактора на мощности без воздействия на исполнительные механизмы при условии, что другой комплект полностью обеспечивает работоспособность технологических систем.

5) Внедрение ИИС обеспечило реализацию всех основных функций СЦК на новом качественном уровне за счет применения микропроцессорных средств управляющей вычислительной техники и персональных ЭВМ, в том числе:

- повышение эксплуатационной надежности оборудования и надежность выполнения системой своих функций;
- увеличение объема и оперативности контроля и предоставления информации;
- расширение состава и сокращение времени выполнения оперативных расчетов, включая расчеты трехмерных полей энерговыделения в активной зоне;
- выполнение оперативных расчетов по программе ПРИЗМА-М мощности ТК, критической мощности ТК, мощности реактора, оперативного запаса реактивности, температуры графита кладки, коэффициентов запаса по кризису теплообмена, по линейной мощности твэл, по температуре графита, уставок безопасности внутриреакторных датчиков (цикл выполнения расчетов не более 20 с);
- современный уровень информационной поддержки операторов, которая представляет собой библиотеку нескольких групп видеокадров контроля распределения энерговыделения, охлаждения топливных каналов, охлаждения специальных каналов, целостности каналов с отображением кадров канальных параметров на мнемотабло отклонений (МТО) и мнемотабло каналов (МТК) на БЩУ.

6) На основании расчетных исследований заменены значения пределов безопасной эксплуатации по тепловой мощности реактора – 3840 МВт (вместо 3550 МВт), по мощности топливного канала – 3300 кВт (вместо

3000 кВт), введен предел безопасной эксплуатации по линейной мощности твэл – не более 380 Вт/см.

7) В число параметров нормальной эксплуатации введены: линейная мощность твэлов – 350 Вт/см, коэффициент запаса по линейной мощности твэл – не менее 1, коэффициент запаса по температуре графита – не менее 1,05, уровни в БС по приборам со шкалой +400÷–1200 мм, значения запасов (уровней) воды в емкостях СЛА, таблица значений уровней в БС в пусковых и номинальных режимах и уставок срабатывания аварийных защит и режимов снижения мощности для БС всех модификаций (диаметр корпуса 2300 или 2600 мм, штатные или модернизированные внутрикорпусные устройства). Исключена таблица значений коэффициентов аксиальной неравномерности энерговыделений (K_z) в зависимости от достигнутой мощности канала, поскольку внедрение ИИС обеспечивает оперативный расчет распределения энерговыделений по объему активной зоны и запаса по линейной мощности твэл в каждом топливном канале.

8) Внедрение КРО в каналах СУЗ с одновременной установкой в каналы модернизированного дросселя слива и заменой штатного запорно-регулирующего вентиля (ЗРВ) на регулирующий клапан с ограничителем хода на закрытие позволяет восстановить проектный теплогидравлический режим контура охлаждения СУЗ. Для этой цели в регламент введено новое определение «Система распределения и контроля расхода охлаждающей воды по каналам контура СУЗ» и несколько пунктов, определяющих правила ее эксплуатации:

- установка ограничителей хода на закрытие ЗРВ и запрет их снятия с момента вывода реактора в критическое состояние до заглушения;
- установление с помощью ЗРВ номинального расхода через каналы СУЗ с фиксацией нового положения ЗРВ стопорным болтом и записью степени открытия ЗРВ в специальном журнале;
- действия персонала при отклонении параметров, характеризующих работу канала СУЗ с КРО: при снижении расхода через канал и при обнаружении течи воды через прокладку фланца гильзы КРО.

9) Модернизация САОР позволила обеспечить соблюдение принципа канальности (2 или 3 независимых канала) системы на энергоблоках не только второго, но и первого поколения. Кроме того:

- реализовано автоматическое включение САОР по 5 независимым алгоритмам при проектных авариях, вызванных разрывом трубопроводов КМПЦ, трубопроводов питательной воды и паропроводов, непосадкой ГПК и нарушениями подачи питательной воды;
- система аварийной подачи питательной воды введена в состав САОР с ее автоматическим включением по пятому алгоритму;
- введено звено промежуточного дросселирования на подаче воды от каждой группы гидробаллонов САОР и требование периодического опробования быстродействующей арматуры в каждом звене (не реже 1 раза в месяц);
- откорректированы признаки отказа любого канала САОР при отклонении параметра в режиме ожидания или отказа оборудования в процессе его периодического опробования при работе реактора на мощности.

10) В регламент включены следующие изменения и дополнения, касающиеся режимов пуска и останова энергоблока:

- перед началом извлечения стержней СУЗ для вывода реактора в критическое состояние выполнить продувку уровнемеров БС при температуре воды в КМПЦ не ниже 120 °С;
- в процессе разогрева реактора и КМПЦ при пуске после достижения давления в БС 60 кгс/см^2 включить в работу аварийные защиты (АЗ и БСМ) по скорости снижения давления в БС;
- до начала подъема мощности реактора выше МКУ ввести в работу ИИС в полном объеме, включая программу ПРИЗМА-М (ранее программа вводилась в работу на мощности 20% от номинальной);
- пуск первого ТГ разрешен на мощности реактора 250÷700 МВт(т) при номинальном давлении в БС;
- контроль и поддержание уровней в БС при подъеме мощности реактора до 700 МВт(т) осуществлять по уровнемерам со шкалой +400÷–1200 мм (ранее действовало требование контроля уровней по уровнемерам со шкалой ±315 мм, но на этих уровнях мощности их показания имеют большую погрешность);
- в процессе снижения мощности реактора запрещена его работа в стационарном режиме на уровнях мощности ниже 700 МВт(т), т.е. в случае снижения мощности по любой причине ниже 700 МВт(т) введено требование заглушить реактор.

Для приведения рабочего технологического регламента любого энергоблока в полное соответствие с новым Типовым регламентом требуется закончить модернизацию блока (внедрение КСКУЗ, УСБ-Т, ИИС и т.д.) и замену штатных ЗРВ всех каналов контура охлаждения СУЗ (каналы СУЗ, КД и КОО) регулирующими клапанами ВДР 25-00-00, оснащенными ограничителями хода на закрытие и фиксатором клапана в открытом положении. Кроме того, на энергоблоках первого поколения (ЛАЭС-1,2 и КуАЭС-1,2) при их модернизации не были внедрены некоторые аварийные защиты АЗ и БСМ (например, по повышению температуры газовой смеси на выходе из РП, по останову обоих ТГ, по отключенному состоянию 3 из 4 ГЦН) и режимы автоматического снижения мощности БУСМ-1,2 (например, по останову 1 из 2 ТГ, по отключенному состоянию 2 из 4 ГЦН). Несмотря на то, что имеется дублирование этих защит и режимов (например, по повышению давления в РП, по сбросу нагрузки ТГ, по снижению расхода в КМПЦ), их внедрение на энергоблоках первого поколения путем реализации технических мероприятий дополнительно к выполненной модернизации системы управления и защиты повысит достигнутый уровень их безопасности.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТВС-Ф ОПЫТНОЙ ПАРТИИ И ШТАТНЫХ ТВС РБМК-1000

Петров А.А., Черепнин Ю.С., Иванов А.В., Рослов Г.И., Северинов Д.В., Дмитриева И.А.
ОАО «НИКИЭТ», Москва

Введение

В 2009 году была изготовлена и поставлена на Ленинградскую АЭС опытная партия из 10 ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром (ТВС-Ф). Загрузка осуществлялась в реактор энергоблока № 1 в период с 31.08.10 по

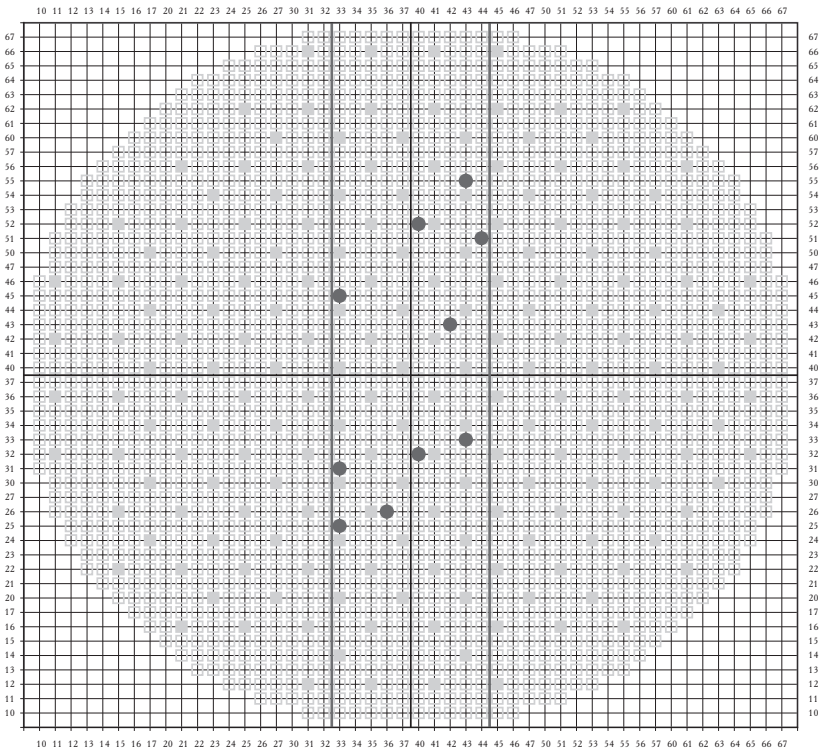


Рис. 1. Местоположение ТВС-Ф на картограмме 1 энергоблока ЛАЭС

10.10.10 в топливные каналы (ТК), подключенные к, так называемым, «тупиковым зонам» раздаточных групповых коллекторов. Расположение ТК с ТВС-Ф в активной зоне 1 энергоблока ЛАЭС приведено на рисунке 1.

Данные по загрузке ТВС-Ф (по состоянию на 30.06.11) приведены в таблице.

Эксплуатация опытной партии проходила без замечаний до выгрузки 2 ТВС-Ф по причине повышенной степени открытия запорно-регулирующего клапана (ЗРК) ТК (снижения расхода теплоносителя через ТК). В таблице ТВС, выгруженные по этой причине, выделены жирным шрифтом.

В результате проведенного осмотра в одной из ТВС-Ф в хвостовике-фильтре были обнаружены посторонние частицы, которые на сегодняшний день не идентифицированы. Внешний вид хвостовика-фильтра ТВС-Ф № 14-28-05663-09 приведен на рисунке 2.

По результатам осмотра был сделан вывод, что данная ТВС-Ф может быть пригодной для повторного использования после удаления инородных частиц из хвостовика-фильтра. Во второй ТВС-Ф посторонних частиц не обнаружено, она была допущена к эксплуатации и позже загружена в активную зону реактора.

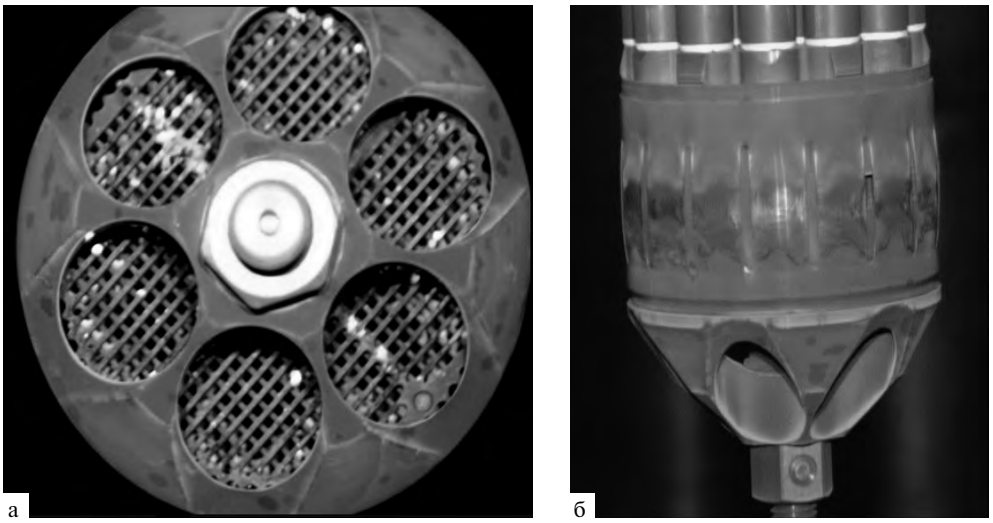
В соответствии с решением технического совещания по рассмотрению результатов начального этапа эксплуатации опытной партии ТВС-Ф, проведен сравнительный анализ условий эксплуатации ТВС-Ф и штатных ТВС РБМК-1000, эксплуатирующихся на энергоблоке №1 Ленинградской АЭС.

1. Выбор ТВС и данных для анализа

Данный анализ проводился на основе архивных данных информационно-вычислительной системы (ИВС) «СКАЛА-микро» энергоблока № 1 ЛАЭС.

Данные по ТВС с хвостовиком-фильтром (по состоянию на 30.06.11)

Тип ТВС	**Обогащение топлива, %**	**Арх. № ТВС**	**Рег. № ТВС**	**Дата загрузки**	**Номер ячейки**	**Дата выгрузки**	**Энерговыработка, МВт·сут/ТВС**
14	2,8	13892	5669	09.09.10	3343	-	723
14	2,8	13899	5662	17.09.10	4533	-	685
14	2,8	13901	5660	23.09.10	5240	-	701
14	2,8	13896	5665	24.09.10	2533	-	665
14	2,8	13900	5661	29.09.10	2636	-	685
14	2,8	13894	5667	04.10.10	3240	-	662
14	2,8	13895	5666	08.10.10	3133	-	655
14	2,8	13893	5668	10.10.10	5543	-	625
14	**2,8**	**13897**	**5664**	**15.09.10**	**5144**	**04.02.11**	**337**
				11.05.11	4342	-	464
14	**2,8**	**13898**	**5663**	**31.08.10**	**4342**	**04.05.11**	**606**



а б

Рис. 2. Внешний вид хвостовика-фильтра (а - вид снизу, б – вид сбоку)

С целью анализа условий эксплуатации ТВС-Ф, выгруженных по причине повышенной степени открытия ЗРК (снижения расхода теплоносителя), было рассмотрено изменение параметров их эксплуатации во времени с момента загрузки до момента выгрузки из активной зоны реактора. Параметры ТВС-Ф, продолжавших свою эксплуатацию до выхода блока на ремонт, рассматривались с момента загрузки до 30.06.11, а штатные ТВС - с 01.01.10 до 30.06.11.

Для анализа были выбраны штатные ТВС, значения положений ЗРК ТК, которых на протяжении длительного времени имели повышенные значения.

Согласно программе и методике профилирования расходов теплоносителя по ТК реактора РБМК-1000, каждый ТК реактора должен быть отнесен к одной из 7 зон профилирования расходов: 6 зон для ТК с ТВС и 1 зона для ТК с дополнительными поглотителями (ДП) и столбами воды (СВ). В каждой зоне поддерживается приблизительное соответствие расхода и мощности ТК, которое обеспечивает необходимый минимум запаса до кризиса. Основной характеристикой зоны профилирования является степень открытия ЗРК, которая устанавливается и поддерживается одинаковой для всех ТК данной зоны. Положение ЗРК (ход штока) имеет регламентные ограничения и, для ТК с ТВС, находится в диапазоне значений от 3 до 21 мм.

Таким образом, согласно регламенту по эксплуатации реактора РБМК-1000, эксплуатация ТВС в ТК с повышенной (до 21 мм) степенью открытия ЗРК не запрещается, а запрещается пуск реактора, в котором имеются ТК с повышенной степенью открытия ЗРК. Повышенной считается степень открытия, равная или на 3 мм большая среднезональной степени открытия ЗРК ТК максимальной мощности (1-ой зоны профилирования). Зональное положение ЗРК может меняться в зависимости от выбранной разности давлений в напорном коллекторе (НК) и барабан-сепараторе (БС) в диапазоне от 14 до 16,5 кгс/см^2. Таким образом, для первой зоны профилирования зональное положение ЗРК может меняться от 9,1 до 12,5 мм. Т.е. «пороговое» значение положения ЗРК, по достижению которого пуск реактора запрещен, может меняться в диапазоне 12,1 – 15,5 мм.

На рисунке 3 приведен график изменения положений ЗРК ряда ТК блока 1 ЛАЭС за период с 01.03.10 (с этого момента положения ЗРК заносятся в ИВС «СКАЛА-микро») по 30.06.11.

На рисунке 3 за выбранный интервал времени в некоторых ТК эксплуатировалась не одна ТВС, а несколько, об этом можно судить по значительному скачкообразному изменению положения ЗРК, связанному с изменением зоны профилирования при перегрузке. Например, при замене сильно выгоревшей ТВС, находящейся в ТК, относящемуся к 5-ой зоне профилирования, на свежую, соответственно, с переводом канала в 1-ую зону профилирования.

Выбранный для анализа временной интервал эксплуатации блока (01.03.10 – 30.06.11) включает средний предупредительный ремонт, который проходил с 03.06.10 по 19.08.10. Останов на ремонт и выход после него показан на рисунке 3 в виде наклонных линий, соединяющих положения ЗРК ТК до и после ремонта. Из рисунка 3 видно, что большинство из наклонных линий сходятся в одну точку, где положение ЗРК имеет значение 11,5 мм, т.е. после ремонта каналы, относящиеся к 1-ой зоне профилирования, имели среднезональное положение ЗРК – 11,5 мм. Однако среднее положение ЗРК ТК 1-ой зоны после пуска составляет 11,6 мм. Это свидетельствует о том, что некоторые ТК имеют более высокие положения ЗРК (рисунок 4).

Таким образом, даже после пуска блока, а, следовательно, и осуществления профилирования расхода в ТК по зонам, возможно отклонение положения ЗРК ТК от среднезонального значения. В рассматриваемом случае (рисунок 4) речь идет о более 20 ТК с отклонением положения ЗРК до 2 мм. Как уже говорилось ранее, при отклонении на 3 мм, пуск реактора запрещен.

Со временем, количество ТК с положениями ЗРК, превышающими среднезональное, растет. На рисунке 5 приведено соответствие расхода теплоносителя положению ЗРК через сутки (а), (б) - через неделю, (в) – через 3 месяца после ремонта.

Как видно из рисунка 5, со временем растет и количество ТК с отклонением положения ЗРК от среднезонального значения, и величина отклонения. Так, уже на следующие сутки (рисунок 5 а) после пуска реактора 7 ТК имеют положения ЗРК больше 14,5 мм (среднезональное положение + 3 мм), через неделю (рисунок 5 б) – 8 ТК, через 3 месяца (рисунок 5 в) – 12 ТК.

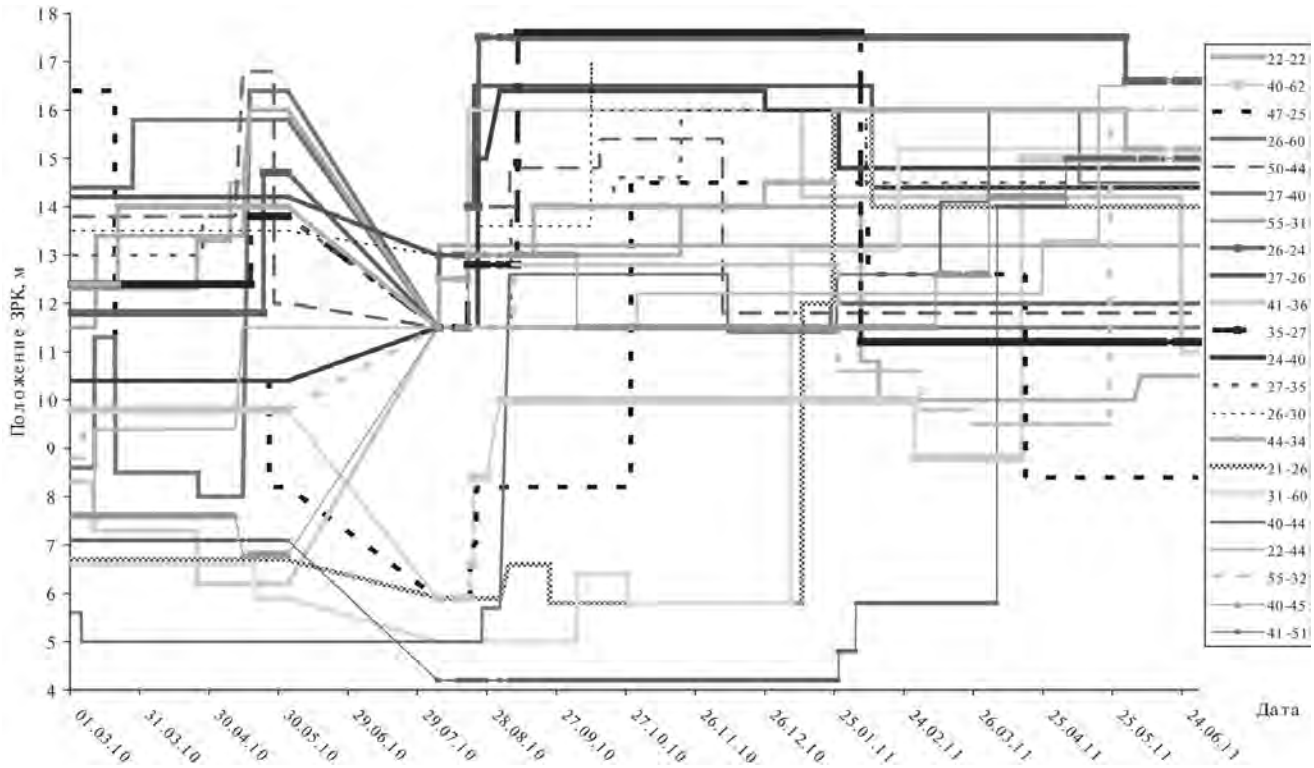


Рис. 3. Изменение положений ЗРК некоторых ТК блока 1 ЛАЭС за период с 01.03.10 по 30.06.11

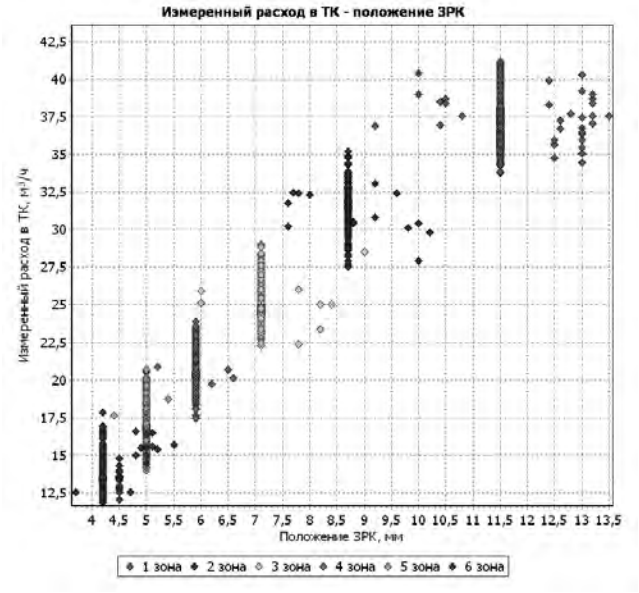


Рис. 4. Соответствие расхода теплоносителя положению ЗРК всех ТК блока №1 ЛАЭС после пуска реактора

Таким образом, случаи повышения степени открытия ЗРК не единичны (рисунки 3 - 5). В некоторых ТК степень открытия ЗРК повышается ненадолго (от нескольких суток до нескольких недель), а в некоторых остается таковым на несколько месяцев.

Для сравнительного анализа были выбраны штатные ТВС, находящиеся в ТК с повышенной степенью открытия (более 16 мм) более 3-х месяцев.

2. Основные результаты проведенного анализа

Проиллюстрируем проведенный анализ на примере двух ТВС: ТВС-Ф№ 14-28-05663-09, эксплуатируемой в ТК 43-42, и штатной ТВС № 10-28-07203-10, эксплуатируемой в ТК 35-27.

Ниже приведены графики изменения расхода теплоносителя и мощности ТК, положения ЗРК и отклонения пропускной способности ТК – параметра «гамма», характеризующего гидравлическое сопротивление ТК.

(Для ТК с ТВС-Ф — рисунки 6–8, а для ТК со штатной ТВС - рисунки 9–11).

На рисунках 6–11 приняты следующие обозначения:

- Nтк – мощность ТК;
- Gуу-хх – расход теплоносителя через ТК, где (уу-хх) – номер ячейки ТК;
- Гамма – параметр «гамма».

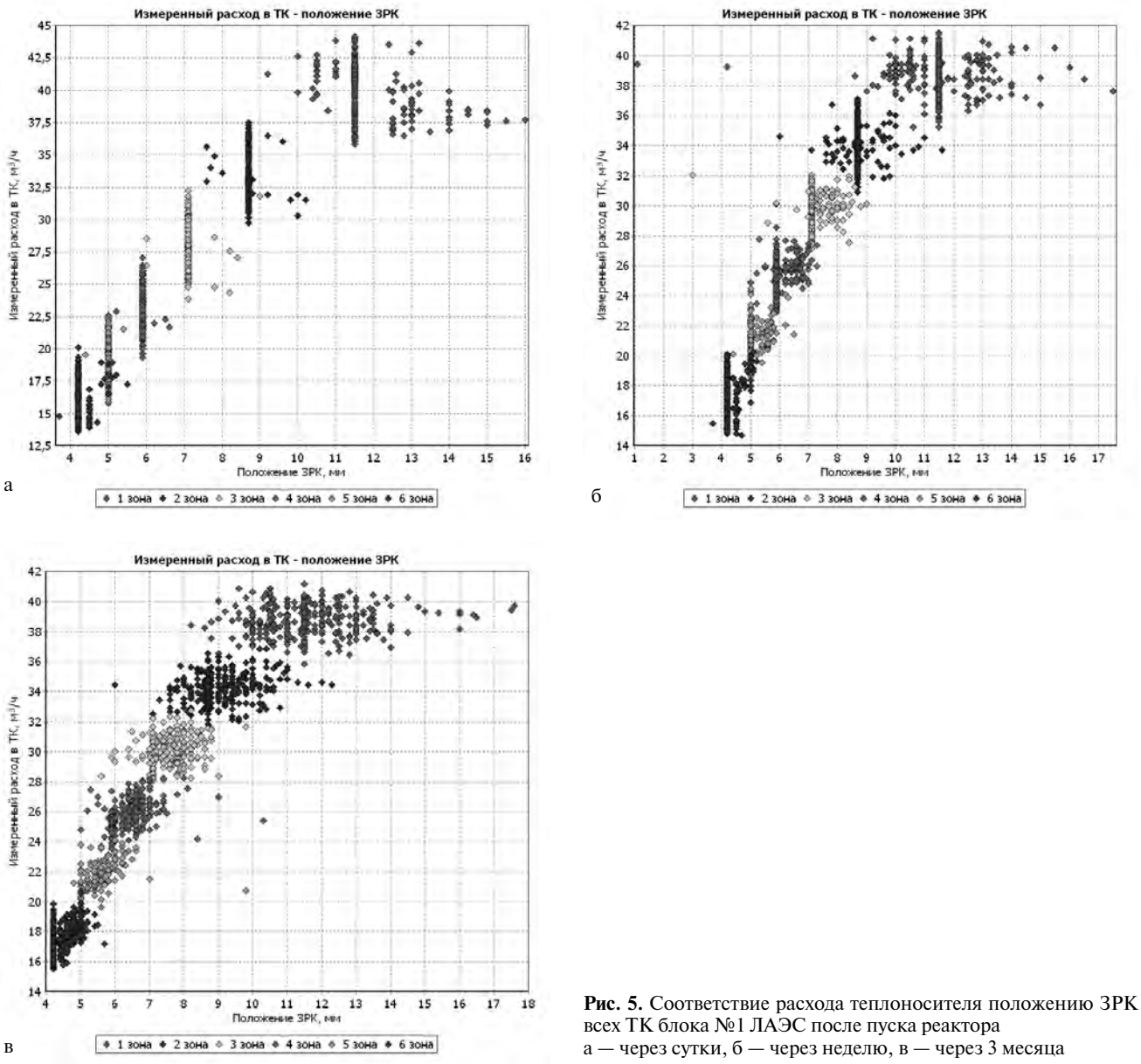


Рис. 5. Соответствие расхода теплоносителя положению ЗРК всех ТК блока №1 ЛАЭС после пуска реактора
а — через сутки, б — через неделю, в — через 3 месяца

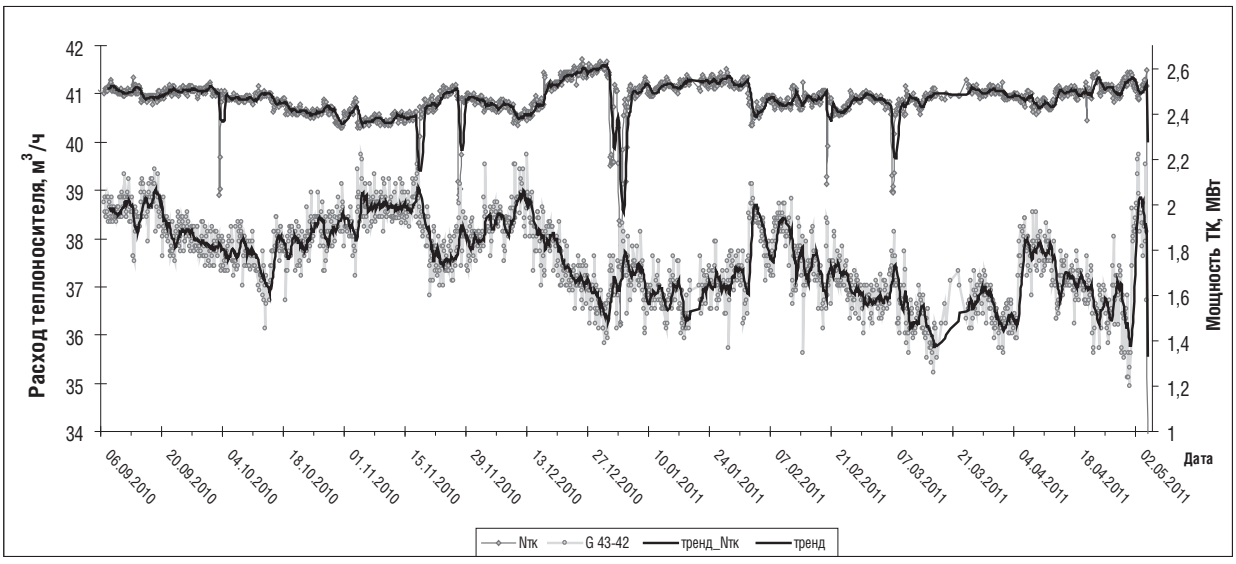


Рис. 6. Изменение расхода теплоносителя и мощности ТК 43-42 (ТВС-Ф)

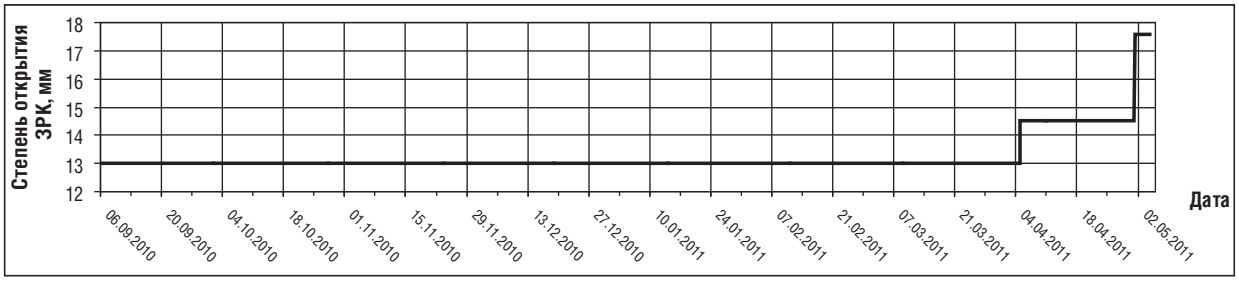


Рис. 7. Изменение положения ЗРК ТК 43-42 (ТВС-Ф)

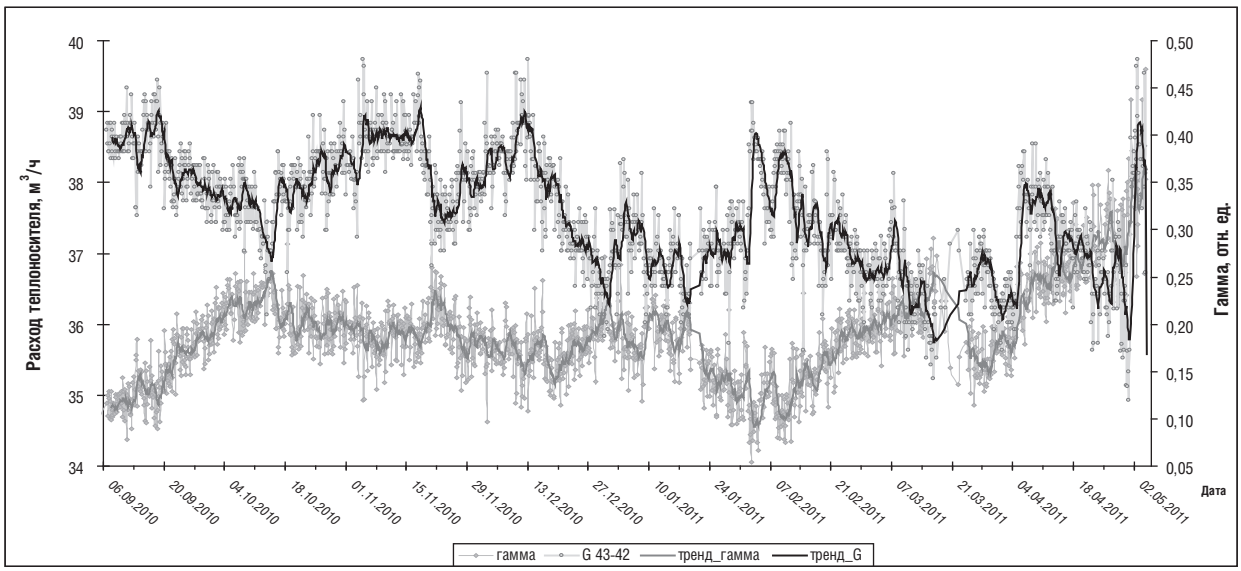


Рис. 8. Изменение расхода теплоносителя и параметра «гамма» в ТК 43-42 (ТВС-Ф)

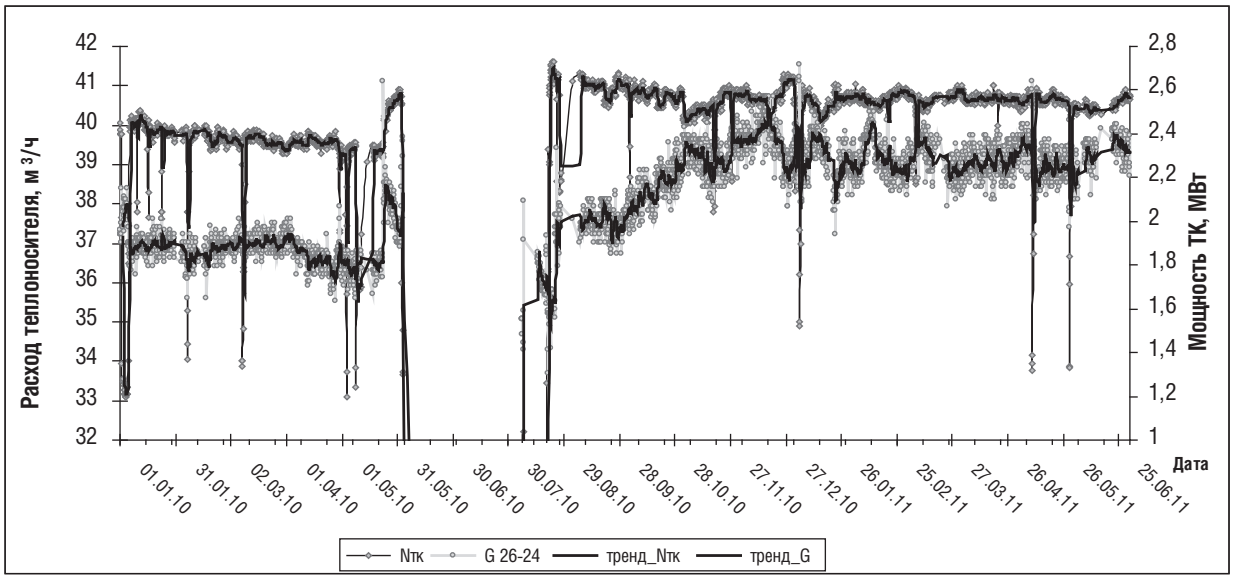


Рис. 9. Изменение расхода теплоносителя и мощности ТК 26-24 (штатная ТВС)

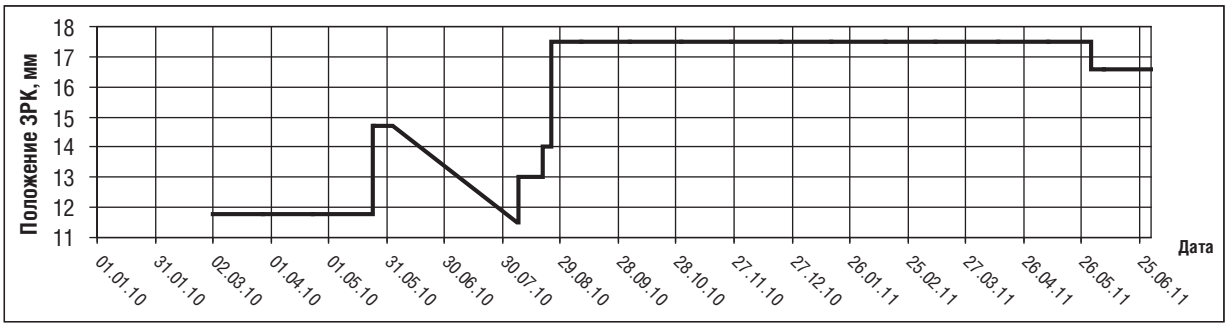


Рис. 10. Изменение положения ЗРК ТК 26-24 (штатная ТВС)

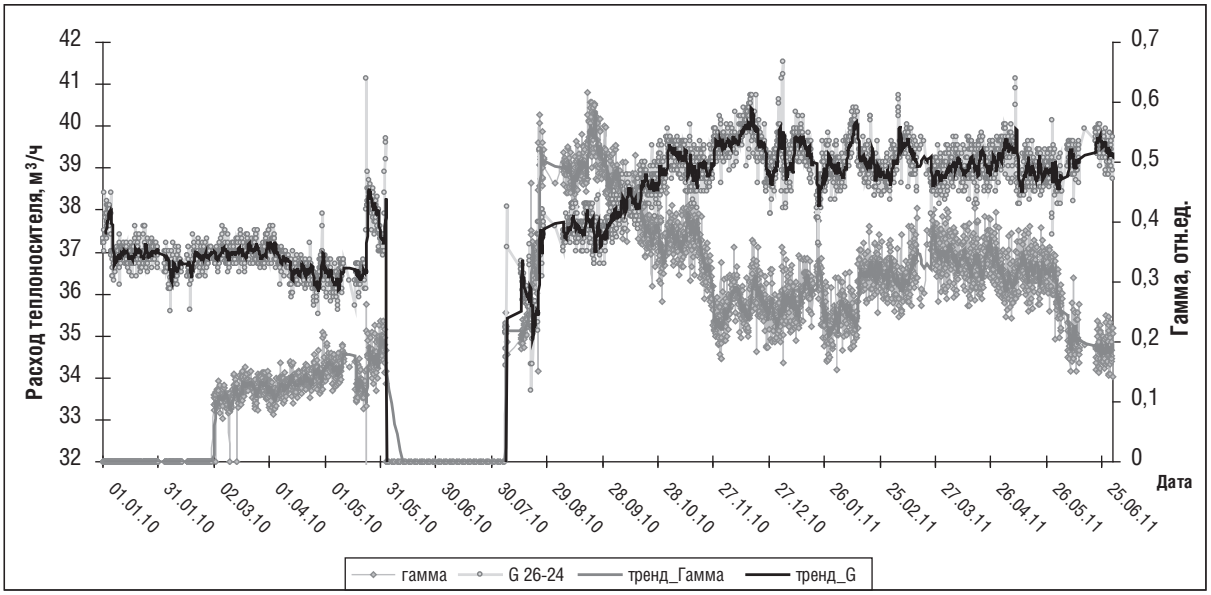


Рис. 11. Изменение расхода теплоносителя и параметра «гамма» в ТК 26-24 (штатная ТВС)

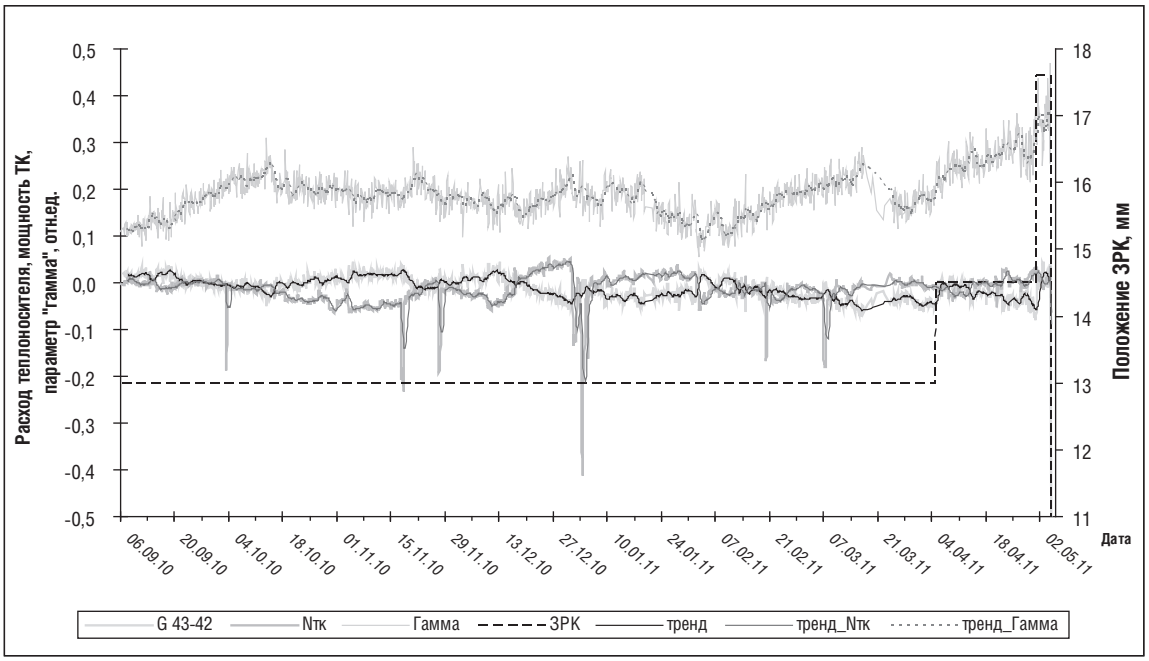


Рис. 12. Изменение относительных величин параметров эксплуатации ТВС в ТК 43-42 (ТВС-Ф)

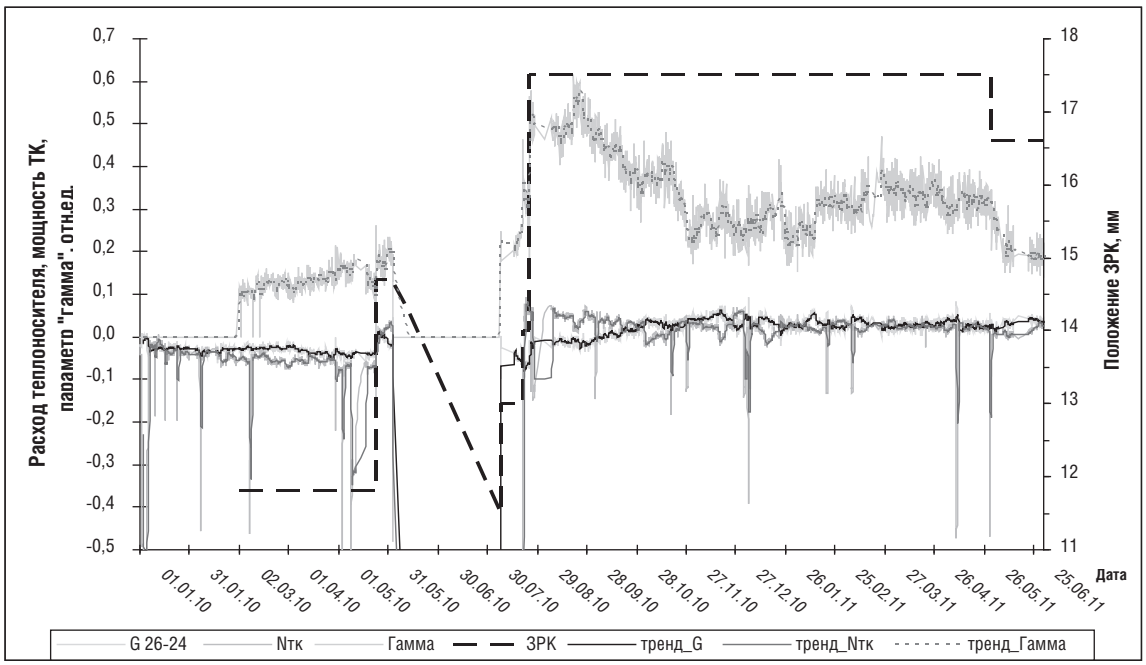


Рис. 13. Изменение относительных величин параметров эксплуатации ТВС в ТК 26-24 (штатная ТВС)

Все рассмотренные параметры находились в пределах, установленных ТУ на ТВС и Типовым Технологическим Регламентом по эксплуатации АЭС с реактором РБМК-1000.

Приведенные выше графики изменения расхода теплоносителя и мощности ТК показывают, что характер изменения расхода теплоносителя, главным образом, зависит от характера изменения мощности ТК. Так, при увеличении мощности, гидравлическое сопротивление в ТК увеличивается, что, в свою очередь, приводит к уменьшению расхода теплоносителя, и наоборот. Такой характер изменения расхода теплоносителя наблюдается в случае, когда на сопротивление в канале не действуют какие-либо дополнительные факторы, к которым можно отнести изменение положения ЗРК (приоткрытие/прикрытие), а также наличие в канале посторонних частиц, о которых можно судить по изменению параметра «гамма».

Для большей наглядности влияния изменения мощности ТК на расход теплоносителя, для рассмотренных ТВС были построены графики изменения относительных величин мощности ТК и расхода теплоносителя (рисунок 12 дляТВС-Ф, а рисунок 13 для штатной ТВС)

В результате анализа показано, что условия эксплуатации всех ТВС-Ф опытной партии удовлетворяют требованиям ТУ на ТВС РБМК-1000 и Типового Технологического Регламента по эксплуатации АЭС с реактором РБМК-1000, и не отличаются от условий эксплуатации штатных ТВС.

АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОСЛЕРЕАКТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТВС РБМК-1000

Петров А.А., Черепнин Ю.С., Иванов А.В., Северинов Д.В., Рослов Г.И., Дмитриева И.А.
ОАО «НИКИЭТ», Москва

Введение

Использование в реакторах РБМК-1000 уран-эрбиевого топлива обогащением по ^{235}U 2,8-3,0 % позволяет достичь средней глубины выгорания ~35 МВт·сут/кгU (энерговыработка – 4000 МВт·сут/ТВС) при продолжительности эксплуатации ТВС в активной зоне до 10 лет.

С ростом ресурсных характеристик ТВС (продолжительность эксплуатации, глубина выгорания топлива) выбор оптимальных решений по конструкции, технологии изготовления и условиям эксплуатации усложняется. Это связано, прежде всего, с тем, что экспериментальная база (исследовательские стенды, петлевые установки, имитирующие реальные реакторные условия) сокращается, а общепринятых методов экспресс-испытаний для прогнозирования поведения элементов конструкции ТВС в условиях длительного ресурса, в настоящее время, явно недостаточно. Вследствие этого доказательная база по ресурсу и надежности конструкции формируется, в основном, по результатам реакторных испытаний опытных партий ТВС на действующих энергоблоках АЭС, а также послереакторных исследований ТВС, выгруженных из реакторов по достижении различных уровней энерговыработки и продолжительности эксплуатации.

В 1998-2011 гг. в ОАО «ГНЦ НИИАР» были проведены послереакторные исследования 19-и ТВС, эксплуатировавшихся на энергоблоках Ленинградской АЭС и достигших энерговыработки 530-3993 МВт·сут/ТВС

при продолжительности эксплуатации на мощности от 0,55 до 8,26 года.

В результате выполненных исследований был получен значительный объем информации по фактическому состоянию ТВС в целом и их элементов, позволяющий «проследить» изменение изучавшихся характеристик в реперных (по энерговыработке и продолжительности эксплуатации) точках.

В настоящем докладе приведены анализ и обобщение основных результатов, полученных в процессе послереакторных исследований ТВС РБМК-1000 в ОАО «ГНЦ НИИАР» в указанный период, выполненные в рамках работ по договорам между ОАО «НИКИЭТ» и ОАО «ТВЭЛ».

1. Объект исследований

Объектом исследований являлись ТВС РБМК-1000, эксплуатировавшиеся на 1-м, 2-м и 3-м энергоблоках Ленинградской АЭС. Перечень исследованных в указанный период ТВС, особенности их конструкции и состояния, а также основные ресурсные характеристики приведены в таблице 1.

Как следует из приведенных данных, исследованиям подвергались как серийно изготавливаемые (штатные) ТВС РБМК-1000, так и ТВС различных опытных партий: с циркониевыми дистанционирующими решетками (ЦДР), изготовленные в 1988 г. (на этапе обоснования возможности использования подобных ДР в составе ТВС РБМК-1000), первых партий ТВС с уран-эрбиевым топливом 2,6 % обогащения, с твэлами, изготовленными без финишных операций травления и анодирования, с оболочками твэлов, изготовленными из сплава Э110 на основе губчатого циркония, с твэлами, имеющими в своем составе «грибковые» заглушки, ТВС с центральным закреплением твэлов. Кроме того, были исследованы 8 негерметичных ТВС, отказавших по достижении различных уровней энерговыработки и продолжительности эксплуатации, а также серийно изготовленная ТВС, длительное время (10 лет) хранившаяся в прореакторном бассейне выдержки (БВ) между загрузками (ТВС № 4-24-6004-87).

2. Анализ результатов исследований

В рамках анализа результатов послереакторных исследований рассматривались следующие характеристики ТВС:

- общее состояние пучков твэлов (ПТ) ТВС и их элементов по результатам визуального осмотра;
- геометрические параметры элементов ТВС (твэлов и ДР);
- состояние топливных столбов и фиксаторов по результатам рентгеновской радиографии и гамма-спектрометрических исследования распределения продуктов деления (ПД) по твэлов;

Таблица 1. Основные характеристики ТВС РБМК-1000, исследованных в ОАО «ГНЦ НИИАР» в 1998-2011 г.г

Заводской № ТВС	№ энергоблока	Особенности конструкции и состояния	Энерговыработка, МВт·сут/ТВС	Продолжительность эксплуатации, годы	
				Полная	На мощности
1-20-7917-81	2	Штатная, негерметичная	2259	3,41	2,73
1-24-31608-91	2	Штатная, негерметичная	722	4,52	1,38
4-24-16671-88	2	Опытная партия, ЦДР, негерметичная	2163	6,61	2,95
4-24-16570-88	2	Опытная партия, ЦДР, герметичная	2838	10,07	6,31
1-24-31587-90	2	Штатная, герметичная	3001	8,01	4,18
4-26-54626-95	2	Опытная партия, уран-эрбиевое топливо, негерметичная	2072	3,34	2,68
4-26-57997-96	1	Опытная партия, уран-эрбиевое топливо, негерметичная	676	1,12	0,92
10-26-70360-00	2	Штатная, ЦДР, герметичная	3070	4,78	4,14
4-26-54361-95	2	Опытная партия, уран-эрбиевое топливо, герметичная	3490	6,16	5,31
1-24-20567-89	3	Штатная, герметичная	2745	11,58	7,27
4-24-55609-96	2	Опытная партия, «грибковая» заглушка, негерметичная	530	0,72	0,55
11-26-76676-01	2	Штатная, ЦДР, негерметичная	1178	1,62	1,48
11-26-64440-98	2	Штатная, негерметичная	2927	4,55	4,12
13-26-77442-01	1	Опытная партия, центральное закрепление твэлов, герметичная	2915	5,00	3,83
1-24-20012-89	2	Штатная, герметичная	2830	12,34	8,26
4-24-6004-87	2	Штатная, герметичная	2869	14,30	3,70
11-26-90342-05	1	Опытная партия, твэлы без травления и анодирования, герметичная	1608	2,18	2,00
10-26-67761-99	1	Штатная, герметичная	3993	8,02	6,51
11-28-83079-03	2	Опытная партия, оболочки твэлов из губчатого циркония, ЦДР, герметичная	2941	5,48	3,81

- параметры газовой среды под оболочками твэлов;
- диаметральные зазоры между топливом и оболочкой по высоте топливных столбов твэлов;
- толщина отложений контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ) на наружных поверхностях оболочек твэлов;
- коррозионное состояние оболочек твэлов.

2.1. Общее состояние ПТ ТВС

Общее состояние исследованных ТВС характеризовалось наличием слоев отложений продуктов коррозии контура реактора на поверхностях оболочек твэлов и обойм ДР, толщина которых изменялась по высоте. Минимальные, по визуальной оценке, толщины отложений зафиксированы на участках, ограниченных нижней концевой решеткой и ДР5 (отсчет от низа ТВС), а также ДР20 и верхней концевой решеткой. В направлении средней плоскости активной зоны наблюдается (по визуальной оценке) рост толщины слоя отложений, которая достигает максимума на участке, ограниченном ДР7 и ДР16.

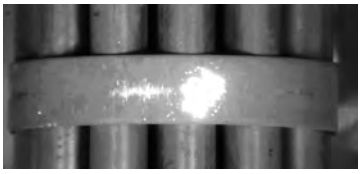
Подобная картина является характерной для отработавших ТВС РБМК-1000 и объясняется различными условиями эксплуатации, реализующимися на различных отметках по высоте ТВС. Так, в нижней части ТВС, на участке от нижней концевой решетки до ДР5, вследствие отсутствия кипения (экономайзерный участок), примеси растворены в теплоносителе. На участке кипения теплоносителя (выше ДР5) происходит перераспределение растворенных примесей между паровой и водной фазами. Вследствие меньшей растворимости примесей в паровой фазе, на участке кипения теплоносителя они осаждаются на теплопередающих поверхностях (оболочках твэлов). Минимальная (по визуальной оценке) толщина слоя отложений выше ДР20 объясняется отсутствием топлива на данном участке (район газосборника). Таким образом, поверхность оболочек в данной зоне не является теплопередающей.

Визуально оцениваемая толщина слоя отложений возрастает с увеличением продолжительности эксплуатации ТВС на мощности. Это подтверждается и результатами измерений толщины слоя отложений на наружных поверхностях оболочек, демонстрирующими практически линейную зависимость. Исключение из данной зависимости составили ТВС №№ 4-24-6004-87 и 11-24-90342-05 (рисунок 1).

Наиболее вероятно, причины обнаруженных аномалий состояния заключаются: в особенностях эксплуатации – для ТВС № 4-24-6004-87 и в исходном состоянии оболочек твэлов – для ТВС № 11-24-90342-05.

Так, особенностью эксплуатации ТВС № 4-24-6004-87 явилось длительное пенальное хранение в прореакторном БВ в промежутке между загрузками, продолжительность которого составила, в общей сложности, 10 лет. По-видимому, это обстоятельство, в совокупности с менее жесткими требованиями к чистоте воды в пенале, по сравнению с требованиями к чистоте теплоносителя, обусловило наличие на поверхностях твэлов данной ТВС толстого слоя отложений.

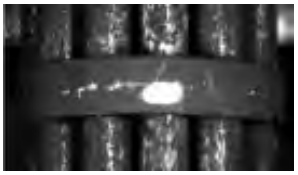
Оболочки твэлов ТВС № 11-26-90342-05, не подвергавшихся штатным финишным операциям травления и анодирования, вследствие отсутствия на наружной поверхности исходной оксидной пленки, обладали несколько более высокой шероховатостью, по сравнению с твэлами, обработанными по штатной технологии. Наиболее вероятно, повышенная шероховатость поверхности обусловила более интенсивное осаждение отложений.



ТВС № 4-24-55609-96



ТВС № 11-26-90342-05



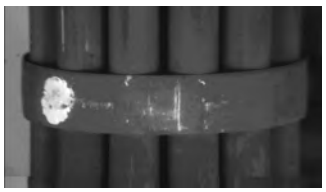
ТВС № 4-24-6004-87



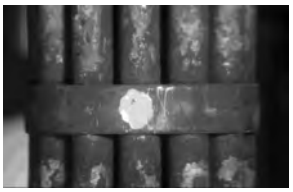
ТВС № 13-26-77442-01



ТВС № 11-26-64440-98



ТВС № 4-26-54361-95



ТВС № 1-24-20567-89



ТВС № 1-24-20012-89

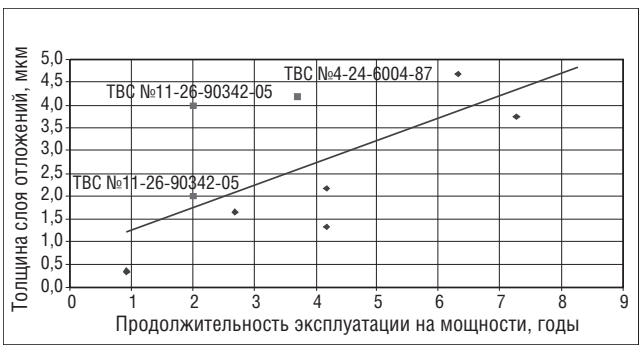


Рисунок 1. Толщина слоя отложений на поверхностях оболочек твэлов
а – внешний вид; б – зависимость толщины слоя отложений от продолжительности эксплуатации на мощности

2.2. Геометрические характеристики элементов конструкции ТВС

В процессе проведенных послереакторных исследований измерялись следующие геометрические характеристики:

- удлинение твэлов;
- наружные диаметры оболочек твэлов;
- диаметры вписанных окружностей ячеек ДР.

Удлинение твэлов

В результате выполненных измерений было показано, что удлинение твэлов исследованных ТВС не превысило 7 мм и, преимущественно, имело место на твэлах верхних пучков. При этом различие между максимальным и минимальным удлинением твэлов отдельно взятых ПТ рассматриваемых ТВС не превышало 6 мм. Данный факт хорошо согласуется с результатами обследований, выполнявшихся на АЭС, не выявивших заметной разновысотности твэлов (визуально определяемого выхода отдельных твэлов в зазор между ПТ).

В настоящее время, факт большего удлинения твэлов верхнего пучка не находит корректного объяснения. В соответствии с существующими представлениями, твэлы обоих пучков, при прочих равных условиях, должны удлиняться одинаково. Тем не менее, достигаемое в процессе эксплуатации удлинение твэлов не представляет опасности с точки зрения недопустимого уменьшения зазора между ПТ.

Наружные диаметры оболочек твэлов

В результате выполненных измерений было показано, что характер распределения наружных диаметров оболочек твэлов ТВС со стальными и циркониевыми ДР принципиально различается. Так, для ТВС со стальными ДР характерно наличие пиков, обусловленных локальными увеличениями диаметра, в зонах контакта с ячейками ДР на фоне достаточно равномерного распределения диаметра вне районов расположения ДР. Профилограммы твэлов ТВС с ЦДР характеризуются гораздо менее выраженными пиками локальных увеличений диаметра, а, в ряде случаев, они не просматриваются на фоне общей «шумности».

Причина различающегося характера профилограмм оболочек твэлов ТВС со стальными и циркониевыми ДР заключается в их различном коррозионном состоянии в зонах контакта с ячейками. Коррозионные процессы на поверхностях оболочек, изготовленных из цирконий-ниобиевого сплава Э110, в контакте с ячейками стальных ДР протекают более интенсивно, чем в контакте с ячейками ДР, изготовленных из циркониевых сплавов. Данное утверждение иллюстрируется рисунком 2.

Диаметры вписанных окружностей ячеек ДР

В результате выполненного анализа было показано, что как для стальных, так и для циркониевых ДР с ростом продолжительности эксплуатации ТВС на мощности имеет место увеличение вписанного диаметра ячеек (диаметра, измеренного по пуклевкам). Однако степень данного увеличения и его механизмы различны.

Увеличение диаметров вписанных окружностей ячеек стальных ДР связано, в первую очередь, с ускоренной коррозией оболочек твэлов в зонах их контакта. Рост толщины оксидной пленки на наружной поверхности оболочек, в большей степени, происходит в местах непосредственного контакта с ячейками, а именно, с пуклевками ячеек. Это приводит к увеличению диаметра ячейки «по пуклевкам», т. е. измеряемого диаметра вписанной окружности.

На изменение диаметра вписанных окружностей ячеек циркониевых ДР в процессе эксплуатации, в отличие от стальных, по-видимому, основное влияние оказывает вибрация твэлов в потоке теплоносителя. Данное предположение основано на заметно больших значениях диаметров вписанных окружностей ячеек циркониевых ДР, по сравнению со стальными ДР, в т.ч., при близких значениях продолжительности эксплуатации ТВС на мощности. При этом степень коррозионного повреждения оболочек твэлов (толщина оксида), а, следовательно, и локальное увеличение их диаметра в зонах контакта с ячейками циркониевых ДР существенно меньше, чем с ячейками стальных ДР. В пользу преимущественного влияния вибрации на диаметр «по пуклевкам» ячеек циркониевых ДР свидетельствует и наличие люфтов твэлов наружного ряда, неоднократно фиксировавшихся в процессе послереакторных исследований.

С целью демонстрации высказанных предположений на рисунке 3 представлены корреляции вписанных диаметров ячеек стальных и циркониевых ДР с наружными диаметрами оболочек твэлов в зонах контакта. Для большей наглядности на рисунке использованы одинаковые масштабы координатных осей.

2.3. Состояние топливных столбов и фиксаторов

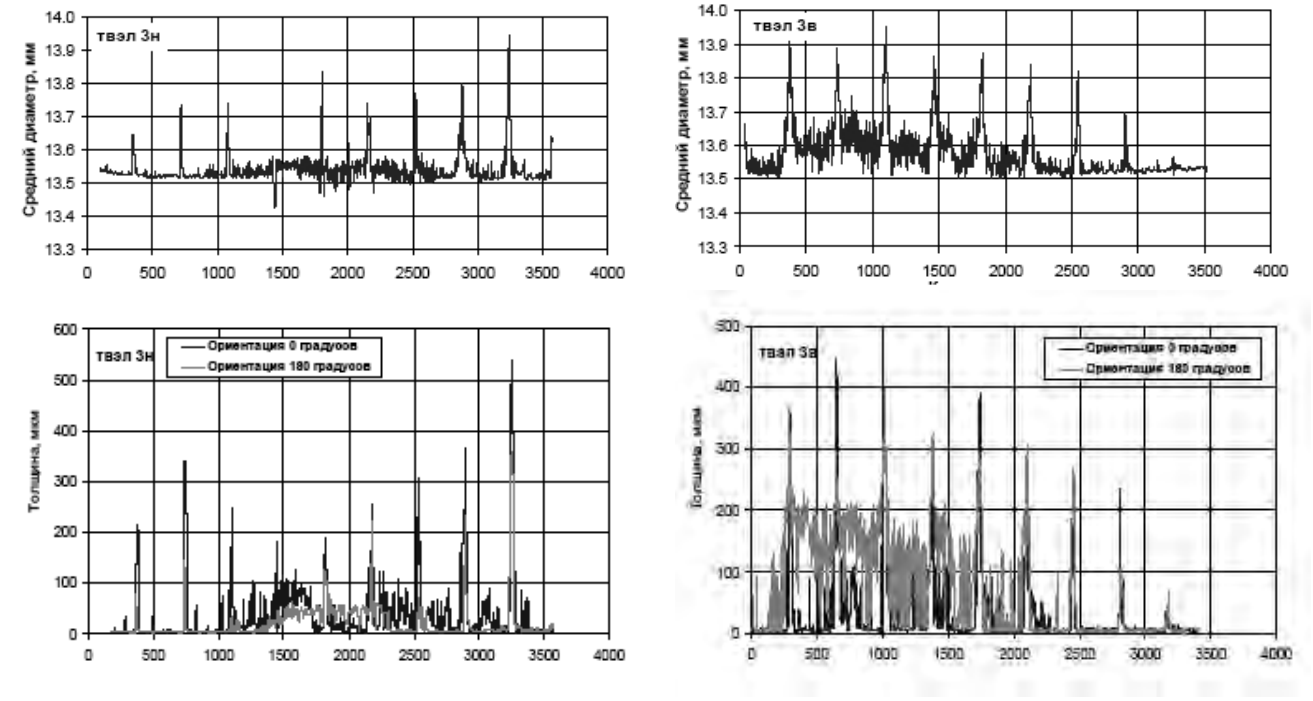
Из анализа результатов исследований твэлов методом рентгеновской радиографии следует заметно различающееся состояние фиксаторов, изготовленных из сплавов ЭК-173 ИД (ТВС, изготовленные после 1996 г.) и Ц2М (ТВС, изготовленные до 1996 г.). В первую очередь, различие заключается в степени сжатия витков компенсирующей группы. Так, на фиксаторах, выполненных из сплава ЭК-173 ИД, компенсирующая группа витков находится в не полностью сжатом состоянии. При этом по всей длине компенсирующей группы, по визуальной оценке, сохраняется примерно одинаковый шаг между витками. Для фиксаторов, изготовленных из сплава Ц2М, характерна противоположная картина: практически полное смыкание компенсирующей группы витков, иногда сопровождающееся перекосами, неравномерным шагом между соседними витками, а, в отдельных случаях, разрушениями. Отмеченные особенности состояния фиксировались на фиксаторах, изготовленных из рассматриваемых материалов во всем исследованном диапазоне энерговыработки (глубины выгорания топлива).

Кроме того, зафиксировано принципиально отличающееся состояния торцевых участков твэлов, оснащенных фиксаторами, изготовленными из сплавов ЭК-173 ИД и Ц2М. Так, для торцевых участков твэлов, в первую очередь, относящихся к нижним пучкам, с фиксаторами, изготовленными из сплава Ц2М, было характерным наличие зазоров. При исследованиях твэлов, содержащих фиксаторы, изготовленные из сплава ЭК-173 ИД, указанные зазоры не обнаруживались.

На рисунке 4 приведены характерные рентгенограммы твэлов, оснащенных фиксаторами, изготовленными из сплавов ЭК-173 ИД и Ц2М.

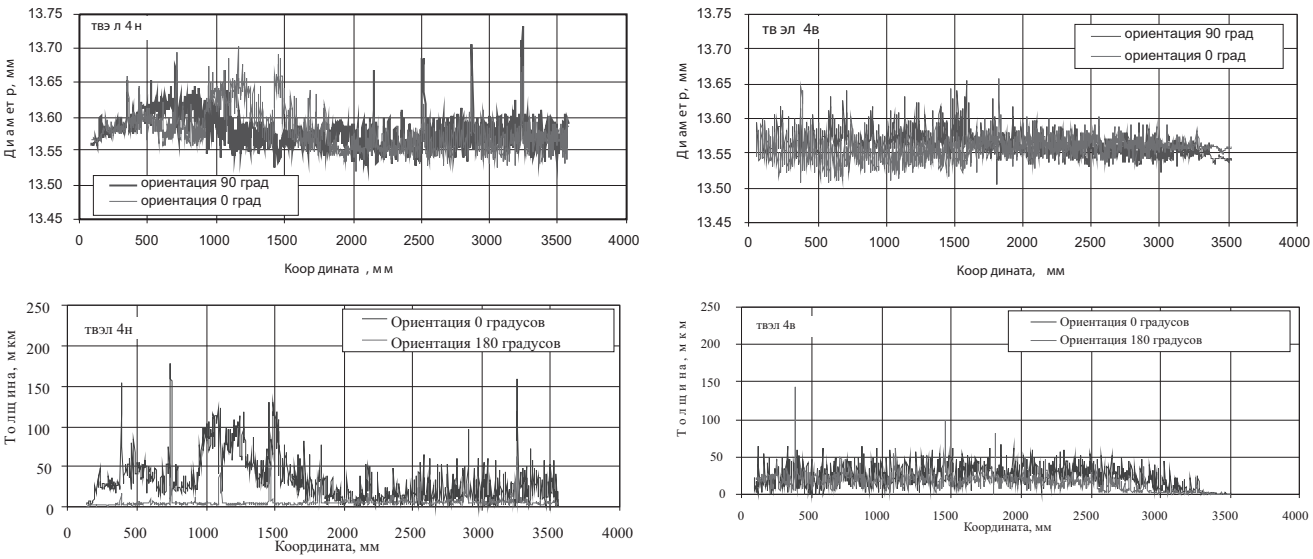
Наличие зазоров в топливных столбах твэлов, укомплектованных фиксаторами из сплава Ц2М и их отсутствие в твэлах с фиксаторами из сплава ЭК-173 ИД подтверждено также результатами гамма-спектрометрических исследований распределения ПД.

Таким образом, показано преимущество фиксаторов, изготовленных из сплава ЭК-173 ИД, выражающееся в



Нижний ПТ — Верхний ПТ

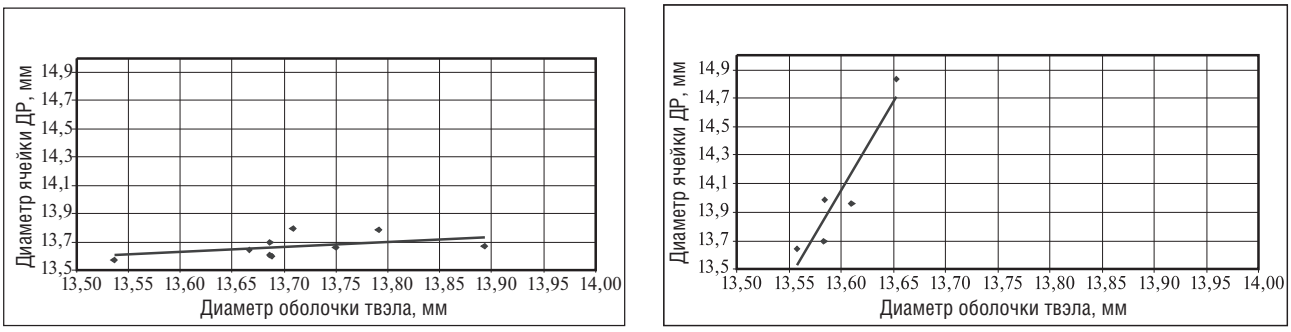
ТВС со стальными ДР



Нижний ПТ — Верхний ПТ

ТВС с циркониевыми ДР

Рисунок 2. Распределение наружных диаметров оболочек твэлов и толщин оксидных пленок по высоте ТВС



ТВС со стальными ДР — ТВС с циркониевыми ДР

Рисунок 3. Корреляция вписанной окружности ячейки ДР и наружного диаметра оболочки

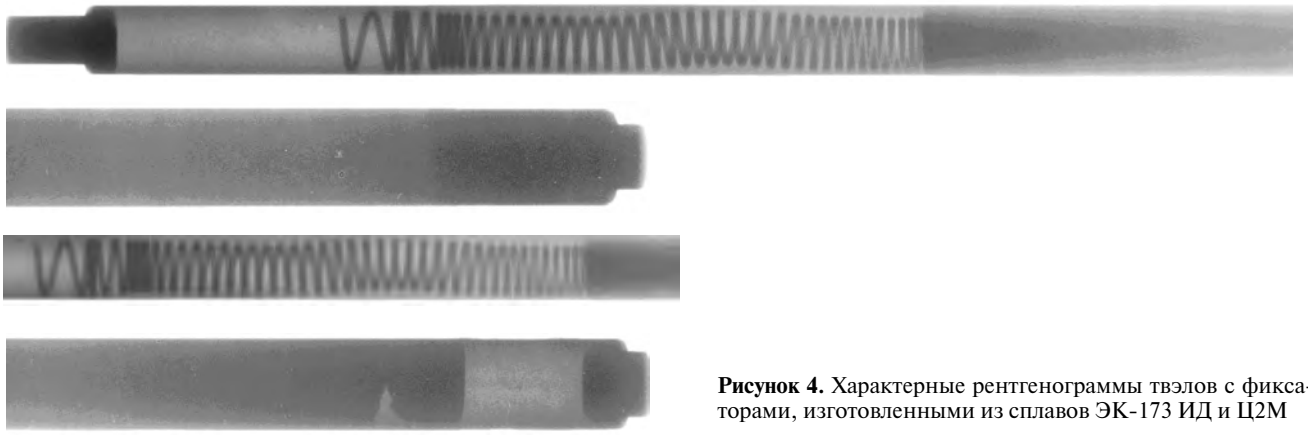


Рисунок 4. Характерные рентгенограммы твэлов с фиксаторами, изготовленными из сплавов ЭК-173 ИД и Ц2М

обеспечении надежного поджатия топливных столбов на протяжении всего периода эксплуатации ТВС.

2.4. Параметры газовой среды под оболочками твэлов

В результате выполненных измерений было показано, что давление газовой среды под оболочками всех исследованных твэлов рассматриваемых ТВС находится в рамках допуска при изготовлении (0,5-0,7 МПа). Исключение составили ТВС №№ 1-24-20012-89 и 4-24-6004-87, при исследованиях которых, на двух и одном твэлах, соответственно, была зафиксирована величина (0,47 МПа), меньшая минимального предела, регламентированного Техническими условиями на твэл РБМК-1000 с топливом UO_2. Наиболее вероятно, это можно объяснить погрешностью измерений.

Таким образом, на основании полученных результатов, можно утверждать, что доля вышедших из топлива ГПД незначительна, а давление газовой среды под оболочками твэлов находится в рамках допуска при изготовлении.

2.5. Диаметральный зазор между топливом и оболочкой

Общая особенность твэлов всех исследованных ТВС заключается в уменьшении диаметрального зазора между топливом и оболочкой в направлении средней плоскости активной зоны.

В общем случае, зазор между топливом и оболочкой является функцией двух параметров: наружного диаметра топливной таблетки и внутреннего диаметра оболочки твэла в исследуемом сечении. Таким образом, изменение зазора «топливо-оболочка» в процессе эксплуатации ТВС будет определяться изменением указанных диаметров топливной таблетки и оболочки. Дополнительное влияние на измеряемую величину диаметрального зазора может оказать фрагментация топливной таблетки в исследуемом сечении.

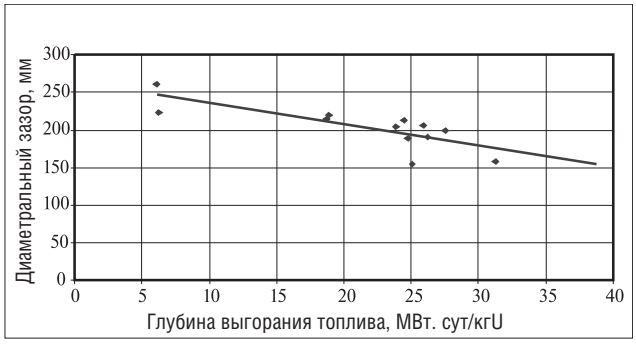
Уменьшение зазора «топливо-оболочка» в направлении средней плоскости активной зоны связано с ростом наружного диаметра топливных таблеток в этом же направлении, обусловленным их газовым распуханием. В пользу данного предположения свидетельствует постоянство наружного диаметра оболочек твэлов на рассматриваемых участках при увеличении диаметрального зазора между топливом и оболочкой. Газовое распухание топлива является функцией глубины выгорания топлива. Следовательно, величина диаметрального зазора между топливом и оболочкой также определяется достигнутой глубиной выгорания. В свою очередь, следствием газового распухания топлива является снижение его плотности, которая, соответственно, также будет зависеть от глубины его выгорания.

Наибольшая глубина выгорания топлива (для конкретной ТВС) достигается в районе средней плоскости активной зоны (стык ПТ). Тогда, для оценки поведения диаметрального зазора между топливом и оболочкой, а также плотности топлива в зависимости от глубины выгорания, целесообразно рассматривать именно эти участки.

На рисунке 5 приведена зависимость диаметрального зазора «топливо-оболочка» в торцевых зонах твэлов верхнего и нижнего пучков, усредненного на участке ~500 мм от заглушки, и плотности топлива от глубины его выгорания.

Из рисунка 5 следует, что с ростом глубины выгорания имеет место как уменьшение диаметрального зазора «топливо-оболочка», так и снижение плотности топливной композиции, обусловленное, в первую очередь, ее газовым распуханием.

При достижении энерговыработки 4200 МВт·сут/ТВС (глубина выгорания топлива ~37 МВт·сут/кгU), предусмотренной в качестве назначенного срока служ-



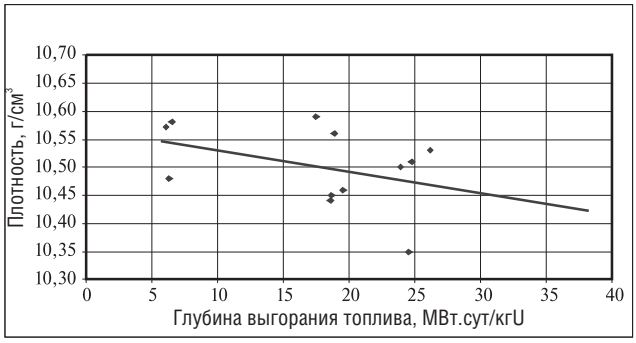


Рисунок 5. Зависимость диаметрального зазора «топливо-оболочка» и плотности топлива от глубины выгорания

бы ТВС РБМК-1000 с профилированным топливом, диаметральный зазор между топливом и оболочкой сохранится на уровне ~150 мкм.

2.6. Коррозионное состояние оболочек твэлов

На рисунке 6 приведены зависимости максимальной толщины оксидных пленок на наружных поверхностях оболочек твэлов и минимальной величины «живого» сечения стенки оболочки (остаточной толщины металла) в зоне максимальных коррозионных повреждений (участок, ограниченный ДР5 и ДР15 при отсчете от низа активной зоны) в районах контакта с ячейками ДР и вне их от продолжительности эксплуатации на мощности, полученные неразрушающим вихретоковым методом и методом оптической металлографии. На данном рисунке, помимо данных, полученных при исследованиях рассматриваемых ТВС в ОАО «ГНЦ НИИАР», использованы результаты работ, выполненных в ОАО «ИРМ» (СФ НИКИЭТ) в период с 1980-х по 2003 г.г.

Из приведенных зависимостей следует, что при достижении фактической продолжительности эксплуатации на мощности, равной 8-и годам, остаточная величина «живого» сечения стенки оболочки составила ~630 мкм – на участках, расположенных между ДР и ~570 мкм – в зонах контакта с ячейками ДР, т.е., соответственно, 67 и 56 % от ее исходной толщины (940 мкм, в соответствии с требованиями КД).

Кроме того, имеет место постепенное замедление в утонении стенки оболочки, обусловленном локальной нодульной коррозией, в первую очередь, в районах контакта с ячейками ДР, с ростом продолжительности эксплуатации ТВС на мощности.

Для более корректной оценки степени замедления нодульной коррозии, выяснения конкретных причин изменения ее кинетики, а также выявления факторов, с помощью которых можно контролировать этот процесс, необходимы соответствующие исследования оболочек твэлов ТВС, эксплуатировавшихся на мощности в течение 6-и и более лет.

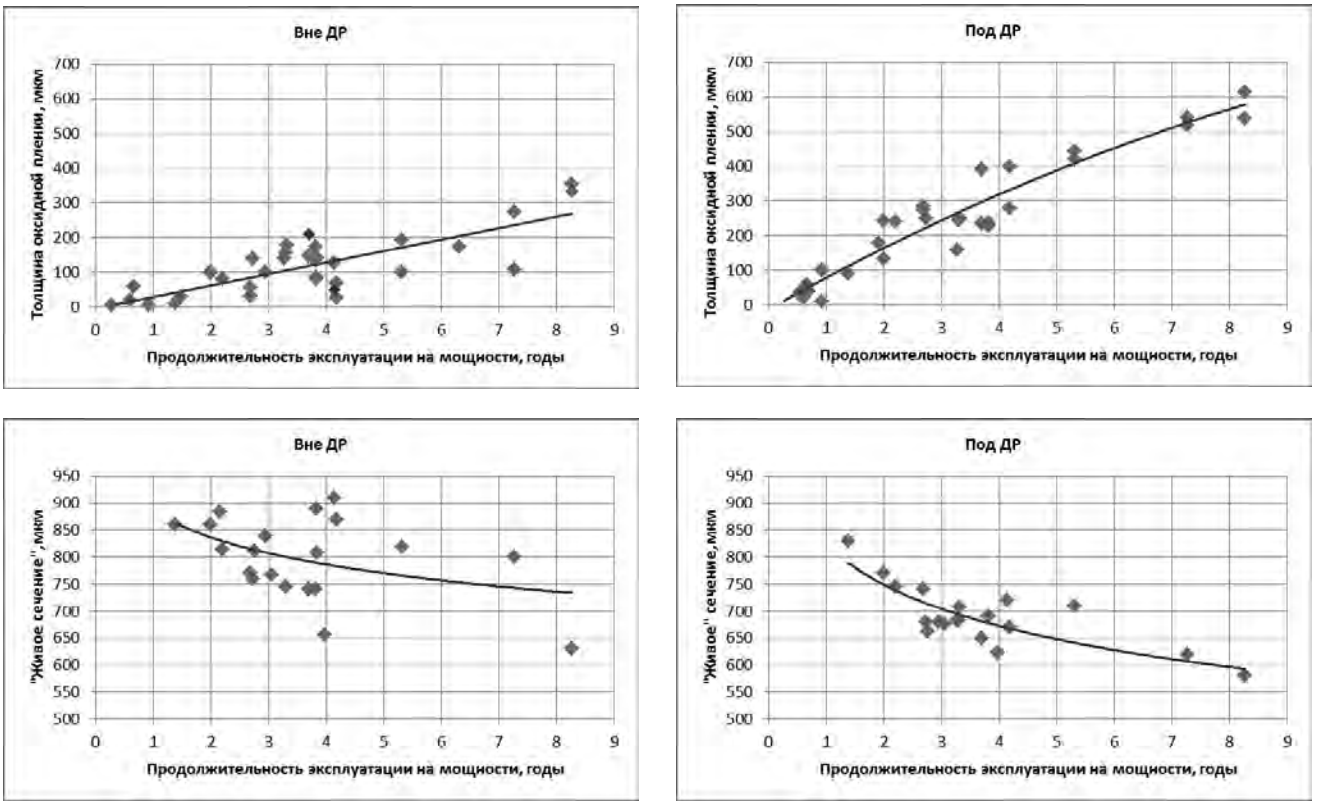
Обращает на себя внимание локальное увеличение «фоновой» толщины оксида (до 80-100 мкм) на координатах 500-1500 мм от нижнего торца топливных столбов твэлов нижних пучков, т.е. в зоне начала пристенного кипения теплоносителя, зафиксированное на оболочках твэлов ТВС №№ 11-26-90342-05 и 11-28-83079-03 (рисунок 7).

Можно предположить, что причина данной особенности заключается в исходном состоянии оболочек. ТВС № 11-26-90342-05 комплектовалась твэлами, не прошедшими штатные финишные операции травления и анодирования, а оболочки ТВС № 11-28-83079-03 изготавливались из сплава Э110 на основе губчатого циркония (таблица 1).

Учитывая, что продолжительность эксплуатации на мощности ТВС № 11-28-83079-03 превышала продолжительность эксплуатации на мощности ТВС № 11-26-90342-05 в ~2 раза (3,81 и 2,00 года, соответственно), можно сделать вывод о большем влиянии на коррозионное состояние оболочек твэлов финишной обработки, по сравнению с материалом основы сплава.

Одна из возможных причин обнаруженного усиления коррозионных процессов на оболочках твэлов, не прошедших финишные операции травления и анодирования, в зоне пристенного кипения теплоносителя может заключаться в повышенной толщине слоя отложений, зафиксированной в процессе исследований.

С целью окончательного выявления причин и механизмов увеличения степени коррозионного повреж-



Вне зоны контакта с ячейкой ДР

Зона контакта с ячейкой ДР

Рисунок 6. Зависимости коррозионных характеристик оболочек твэлов от продолжительности эксплуатации ТВС на мощности

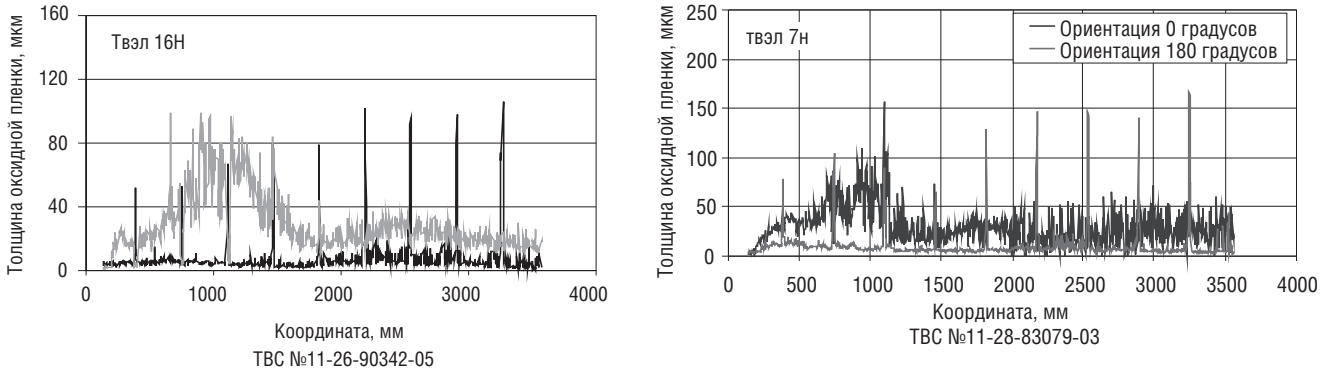


Рисунок 7. Распределение толщины оксидной пленки по высоте твэлов нижних пучков ТВС №№ 11-26-90342-05 и 11-28-83079-03

дения на участке пристенного кипения теплоносителя необходимо выполнение послереакторных исследований ТВС с твэлами, не подвергавшимися штатным финишным операциям травления и анодирования, достигшей проектных ресурсных характеристик.

Выводы

1. В результате проведенных в ОАО «ГНЦ НИИАР» в 1998-2011 г.г. послереакторных исследований 19-и ТВС РБМК-1000 Ленинградской АЭС получен значительный объем информации по фактическому состоянию ТВС в целом и элементов их конструкции в широком диапазоне значений энерговыработки и продолжительности эксплуатации.

2. Выполнен анализ результатов послереакторных исследований, направленный на систематизацию полученной информации, выявление закономерностей поведения и состояния ТВС в целом и ее элементов в зависимости от конструкции, примененных материалов, финишной обработки, а также эксплуатационных факторов с целью возможности их прогнозирования в процессе эксплуатации для последующего использования при разработке и модернизации конструкции ТВС.

3. Из анализа результатов исследований следует, что ресурс штатной конструкции ТВС при достижении энерговыработки и продолжительности эксплуатации на мощности до 4000 МВт·сут/ТВС и 8,26 года, соответственно, не исчерпан.

4. Показано преимущество сплава ЭК-173 ИД, в качестве материала фиксатора, перед сплавом Ц2М, выразившееся в обеспечении поджатия топливного столба во всем исследованном диапазоне ресурсных характеристик.

5. Зафиксировано локальное увеличение толщины оксида (до 80-100 мкм) на участках между ДР на координатах 500-1500 мм от нижнего торца топливных столбов, соответствующих зоне начала пристенного кипения теплоносителя, на оболочках твэлов, не прошедших финишные операции травления и анодирования, а также изготовленных из сплава Э110 на основе губчатого циркония. По-видимому, причина данной особенности заключается в исходном состоянии оболочек. С учетом соотношения продолжительности эксплуатации на мощности данных ТВС, можно сделать вывод о большем влиянии на коррозионное состояние финишной обработки, по сравнению с материалом основы сплава. В связи с этим, необходимы послереакторные исследования ТВС с твэлами, не подвергавшимися штатным финишным операциям травления и анодирования, достигшей проектных ресурсных характеристик.

6. В дальнейшем, необходимо продолжить послереакторные исследования ТВС РБМК-1000 в соответствии с «Программой послереакторных исследований топлива реакторов ВВЭР и РБМК на 2011-2015 годы», утвержденной руководством ОАО «ТВЭЛ» и ОАО «Концерн Росэнергоатом», которая должна быть выполнена в полном объеме.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО ТОПЛИВА ДЛЯ РЕАКТОРА РБМК-1000

Петров А.А., Черепнин Ю.С., Иванов А.В., Северинов Д.В., Рослов Г.И., Дмитриева И.А.
ОАО «НИКИЭТ», Москва
Бурлаков Е.В., Краюшкин А.В., Федосов А.М.
ФГБУ НИЦ «Курчатовский институт», Москва

Введение

Разработка ТВС РБМК-1000 нового поколения (ТВС-НП) ведется в соответствии с техническим заданием «Разработка тепловыделяющей сборки нового поколения для реактора РБМК-1000» и его дополнениями. Согласно изложенным в этих документах техническим требованиям, разрабатываемое изделие должно обладать повышенной, по сравнению со штатной ТВС, надежностью (относительное число отказов твэлов в год должно быть снижено до $(1\div2)\cdot10^{-5}$ на энергоблок) и улучшенными ресурсными характеристиками. Средняя глубина выгорания выгружаемого топлива должна быть увеличена с 30 до 35 МВт·сут/кгU, а назначенный срок службы с 7 до 10 лет.

Достижение указанных характеристик возможно применением в ТВС нового поколения ряда технических новшеств, а именно: профилирования обогащения топлива по высоте активной зоны с увеличением среднего обогащения до 3,0%, комплектации ТВС хвостовиком-фильтром и использованием центрального закрепления твэлов.

Поскольку внедрение в эксплуатацию новых элементов активной зоны для ядерных реакторов требует всестороннего расчетно-экспериментального обоснования, запланировано сопровождение разработки ТВС РБМК-1000 нового поколения реакторными испытаниями ограниченных опытных партий ТВС, обладающих отдельными конструктивными особенностями, суперпозиция которых предполагается в конструкции

ТВС нового поколения. Для регулирования проектирования, постановки на производство и опытной эксплуатации партий разрабатываемых ТВС, в 2008 г. была выпущена программа внедрения ТВС РБМК-1000 нового поколения на энергоблоках Ленинградской АЭС (на 2008-2014), утвержденная ОАО «ТВЭЛ» и ОАО «Концерном Росэнергоатом».

Указанная программа предусматривает разработку и установку в реакторы энергоблоков Ленинградской АЭС на опытно-промышленную эксплуатацию партий: ТВС РБМК-1000 с высотным профилированием обогащения топлива (ТВС-П), ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром (ТВС-Ф), ТВС РБМК-1000 с центральным закреплением твэлов и хвостовиком фильтром (ТВС-ФЦ). Анализ опыта эксплуатации этих партий необходим для выявления направления усовершенствования предлагаемых конструкторских решений (в случае необходимости) и обоснования их работоспособности при разработке окончательного варианта ТВС РБМК-1000 нового поколения (ТВС РБМК-1000 с высотным профилированием обогащения топлива, хвостовиком-фильтром и центральным закреплением твэлов - ТВС-ПФЦ).

ТВС РБМК-1000 с высотным профилированием обогащения топлива

Для достижения установленных техническим заданием ресурсных характеристик (средняя глубина выгорания выгружаемого топлива - 35 МВт·сут/кгU) и более рационального использования топлива в ТВС предусматривается профилирование обогащения топлива по высоте активной зоны с одновременным увеличением среднего по ТВС обогащения топлива с 2,8% до 3,0%.

Цель профилирования – сокращение в торцевых частях ТВС (в областях верха и низа активной зоны) относительно более ценного и, соответственно, дорогого высокообогащенного топлива (так как в этих областях оно «недогорает») и установка там топлива с меньшим обогащением и содержанием выгорающего поглотителя - эрбия (так как эрбий, как стабилизирующий фактор в первую очередь нужен в центральной зоне по высоте ТВС).

Увеличение же среднего обогащения по ТВС обеспечивает достижение запланированного ресурса конструкции.

В соответствии с техническим решением об организации работ по проведению опытно-промышленной эксплуатации партии ТВС РБМК-1000 с высотным профилированием обогащения топлива, утвержденным ОАО «ТВЭЛ» и ОАО «Концерном Росэнергоатом», были проведены необходимые расчетные исследования и экспериментальные работы, в результате которых, в 2008 г. разработаны технические проекты соответствующего твэла (рисунок 1) и ТВС РБМК-1000 с высотным профилированием обогащения топлива (рисунок 2), в которых обоснована проектная глубина выгорания выгружаемого топлива (средняя по ТВС) 35 МВт·сут/кгU и назначенный ресурс 4000 МВт·сут/ТВС (для штатной ТВС РБМК-1000 этот параметр – 3380 МВт·сут/ТВС).



Рис. 1. Твэл для ТВС-П РБМК-1000

Показано, что оптимальным является вариант, в котором центральная зона топливного столба в ТВС высотой ~5 метров набирается из таблеток, изготовленных из уран-эрбиевого топлива с обогащением 3,2% и массовой долей эрбия 0,7%. Периферийные зоны в верхней и нижней частях топливного столба в ТВС высотой ~1 метр каждая комплектуются таблетками из уран-эрбиевого топлива с обогащением 2,5% и массовой долей эрбия 0,3%.

Внедрение ТВС РБМК-1000 с высотным профилированием обогащения топлива позволит не только повысить выгорание, сократить расход топлива и, тем самым, существенно улучшить экономичность топливного цикла, но и решить ряд задач совершенствования активной зоны РБМК-1000. В частности, в условиях перехода на стержни регулирования кластерного типа (КРО), если остановиться на топливе с обогащением 2,8%, из-за роста парового коэффициента реактивности α_φ, не удастся избавиться от ДП при установленных ограничениях на величину α_φ, что возможно в случае перехода на ТВС-П. Кроме того, повышение обогащения топлива и содержания эрбия позволило бы снизить принятый сейчас оперативный запас реактивности, что также положительно сказывается на экономике.

Оценка экономической эффективности внедрения ТВС-П, результаты которой представлены в таблице 1, показала, что при переходе со штатной конструкции ТВС с однородным по высоте топливным столбом с уран-эрбиевым топливом 2,8% обогащения и содержанием эрбия 0,6% на ТВС с топливом со средним обогащением 3,0%, но профилированным по высоте, экономия ТВС составит (12,2÷12,5) %.

Таблица 1. Экономические характеристики РБМК-1000 в стационарном режиме перегрузки ТВС с разными вариантами профиля обогащения топлива

Параметр	вар.1	вар.2	вар.3
Обогащение центральной части, %	2,8	3,0	3,2
Обогащение периферийной части, %	2,8	3,0	2,5
Содержание эрбия в центре, %	0,6	0,7	0,7
Содержание эрбия на периферии, %	0,6	0,7	0,3
Глубина выгорания выгружаемого топлива, МВт·сут/кг	30,2	32,7	34,2
Расход ТВС, 1/год	276,2	255,4	241,8
Экономия ТВС, 1/год	0	20,8	34,4
Экономия ТВС, %	0	7,5	12,5



Рис. 2. ТВС РБМК-1000 с высотным профилированием обогащения топлива

В 2008-2009 г. выполнены работы по подготовке производства ТВС РБМК-1000 с высотным профилированием обогащения топлива. ОАО «МСЗ» изготовило и поставило потребителю (Ленинградской АЭС) опытную партию ТВС РБМК-1000 с высотным профилированием обогащения топлива объемом 200 шт. Из результатов изготовления партии ТВС-П РБМК-1000 следует, что примененный технологический процесс обеспечивает выполнение требований конструкторской документации.

Загрузка опытной партии из 200 ТВС РБМК-1000 с высотным профилированием обогащения топлива в реактор 2 энергоблока Ленинградской АЭС началась в марте 2010 года, однако, в силу того, что сопровождалась загрузкой штатных ТВС с уран-эрбиевым топливом 2,8% обогащения, завершилась только к концу 2011 г.

В процессе загрузки партии ТВС-П РБМК-1000, после установки в а.з. очередных 50 ТВС-П, проводились измерения нейтронно-физических характеристик реактора 2-го энергоблока ЛАЭС. Результаты измерений подтвердили оценки, полученные путем прогнозных нейтронно-физических расчетов, показав, что паспортные характеристики реактора в ходе загрузки ТВС-П РБМК-1000 практически не меняются. Величина парового коэффициента реактивности колеблется в пределах погрешности измерений ($\pm\ 0{,}1\beta_{эф}$), находясь в допустимом диапазоне значений. Быстрый мощностной коэффициент реактивности при загрузке партии ТВС-П также остается практически без изменений с учетом погрешности его измерения. Наблюдается рост средней энерговыработки ТВС в активной зоне. При этом, незначительные изменения физических характеристик реактора, в большей степени, по видимому, связаны с сопровождающей загрузку партии ТВС-П заменой стержней РР на КРО.

Эксплуатация загруженных ТВС-П опытной партии осуществляется успешно. Каких-либо отличий от условий эксплуатации штатных ТВС РБМК-1000 не отмечается. Расходы теплоносителя через ТК с ТВС-П аналогичны расходам в ТК соответствующих мощностей со штатными ТВС. Мощности ТК с ТВС-П опытной партии сохраняются на уровне (0,9 ÷ 2,7) МВт. Коэффициент запаса до кризиса теплообмена во всех ТК с ТВС-П находится в диапазоне $K_{зк} \in (1{,}2 \div 2{,}2)$ существенно превышая минимальное допустимое значение этого параметра.

Отказов ТВС-П РБМК-1000 опытной партии не зафиксировано.

Анализ накопленного к настоящему моменту опыта эксплуатации ТВС РБМК-1000 за пределами установленного ресурса подтвердил выводы о возможности эксплуатации этой конструкции в течение назначенного срока службы - 10 лет до энерговыработки 4000 МВт·сут/ТВС, сделанные при разработке ТВС-П РБМК-1000.

ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром

Для улучшения показателей надежности, т.е. уменьшения числа отказов ТВС до значения, установленного техническим заданием, предусмотрены комплектация ТВС РБМК-1000 нового поколения хвостовиком-фильтром.

Причиной комплектации ТВС хвостовиком-фильтром, устанавливаемым на ее входе, явились результаты послереакторных исследований негерметичных ТВСРБМК-1000, показавшие, что отказы происходят преимущественно вследствие debris-повреждения оболочек твэлов посторонними частицами. В результате осмотров ТВС на АЭС были зафиксированы такие частицы, потенциально опасные для целостности твэлов (см. рисунок 3).

Применение фильтра на входе в ТВС направлено на снижение вероятности повреждения оболочек твэлов посторонними предметами, попавшими в КМПЦ. В соответствии с техническим решением об организации работ по внедрению ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром, утвержденным ОАО «ТВЭЛ» и ОАО «Концерном Росэнергоатом», разработан технический проект ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром (ТВС-Ф), конструкция которой представлена на рисунке 4.

Конструкция хвостовика-фильтра в ТВС-Ф представлена на рисунке 5.

Проведенный на стадии разработки конструкции комплекс дореакторных экспериментов показал, что эффективность хвостовика фильтра составляет от 70% до 95%

Оценка экономической эффективности показала, что внедрение ТВС-Ф позволит в среднем сохранить 4 ТВС в год на энергоблок. Помимо прямого экономического эффекта от снижения недовыработки энергии из-за досрочной выгрузки ТВС, ожидаемое снижение числа негерметичных ТВС приведет к улучшению ради-

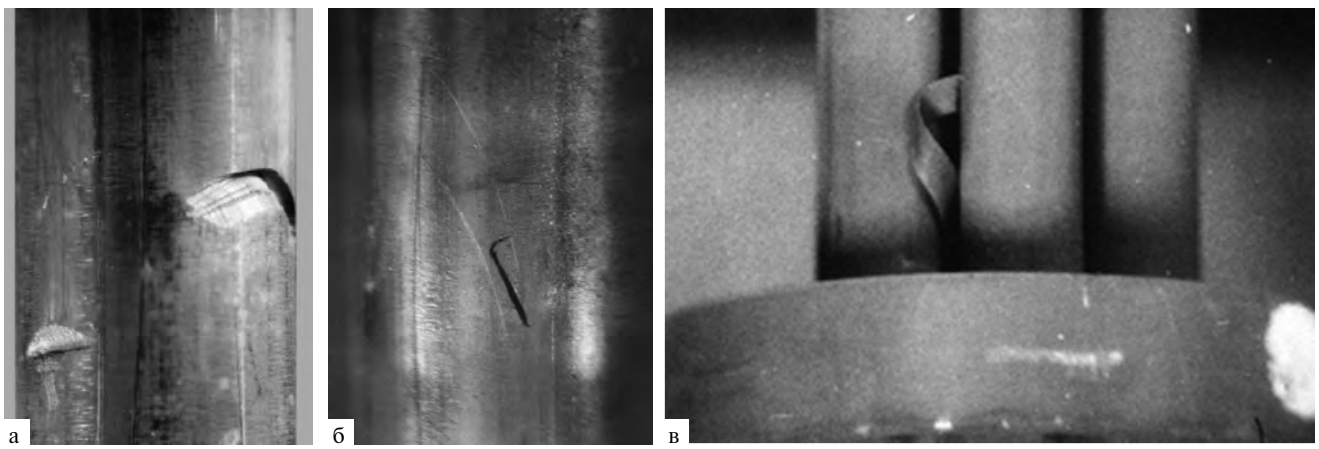


Рис. 3. Обнаруженные debris-повреждения твэлов ОТВС а) и б), посторонняя частица в)



Рис. 4. ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром (ТВС-Ф)



Рис. 5. Хвостовик-фильтр для ТВС-Ф РБМК-1000

ационной обстановки, снижению затрат на хранение и снижению доз облучения обслуживающего персонала.

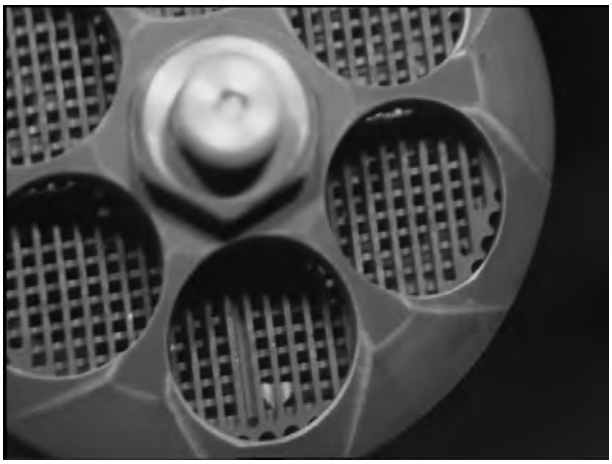
Программа реакторных испытаний партии ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром в реакторе энергоблока №1 Ленинградской АЭС, предусматривающая установку ТВС-Ф опытной партии в «тупиковые» зоны РГК (где наибольшая вероятность появления debris-частиц) и дополнение к ТОБ РУ первой очереди Ленинградской АЭС по обоснованию безопасности загрузки в реактор энергоблока №1 Ленинградской АЭС партии ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром, позволили в 2009 г. изготовить опытную партию ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром и поставить ее потребителю для проведения реакторных испытаний. С сентября по октябрь 2010 г. вся партия ТВС-Ф в объеме 10 шт. успешно, в штатном режиме на мощности, загружена в реактор энергоблока №1 Ленинградской АЭС и начата ее опытно-промышленная эксплуатация.

В процессе эксплуатации партии ТВС-Ф зафиксировано два случая снижения расхода теплоносителя через ТК с ТВС-Ф. В результате выгрузки и осмотра этих ТВС на фильтрующих элементах хвостовиков-фильтров и в пазах дистанционатора обнаружены посторонние частицы в виде пластин и чешуек. В ППР 2011 г. энергоблока №1 ЛАЭС были выгружены и осмотрены остальные ТВС-Ф опытной партии, в некоторых из которых также обнаружены подобные частицы, представленные на рисунке 6.

Следует отметить, что конструкция хвостовика фильтра включает механизм увеличения проходного сечения (МУПС) принцип работы которого состоит в том, что при перекрытии проходного сечения фильтрующего элемента посторонними частицами свыше 50%, что опасно с точки зрения перегрева ТВС с последующим отказом, фильтрующие элементы поднимаются, открывая дополнительное проходное сечение в зазоре между ними и внутренней поверхностью хвостовика. Однако МУПС предназначен, прежде всего, для того, чтобы компенсировать условно «мгновенное» засорение, когда персонал реактора не успеет принять меры по снижению мощности или выгрузке ТВС-Ф до ее отказа. Результаты эксплуатации подтверждают высокую эффективность разработанного хвостовика-фильтра и показывают, что есть возможность выгрузки ТВС до ее отказа.

Вместе с тем, возникает вопрос о дальнейшей эксплуатации ТВС-Ф с посторонними частицами в хвостовике-фильтре. В рамках разрешения данного вопроса, ОАО «НИКИЭТ» предложена принципиальная схема устройства для отмывки ТВС-Ф и штатных ТВС от этих частиц, представленная на рисунке 7.

Совокупное использование ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром, практически исключающего возможность отказа ТВС по основной выявленной причине – дебриз-повреждению оболочек твэлов, и устройства для очистки ТВС безусловно позволят достигнуть за-



ТВС-Ф № 14-28-05665-09



ТВС-Ф № 14-28-05660-09

Рис. 6. Посторонние частицы в хвостовиках-фильтрах

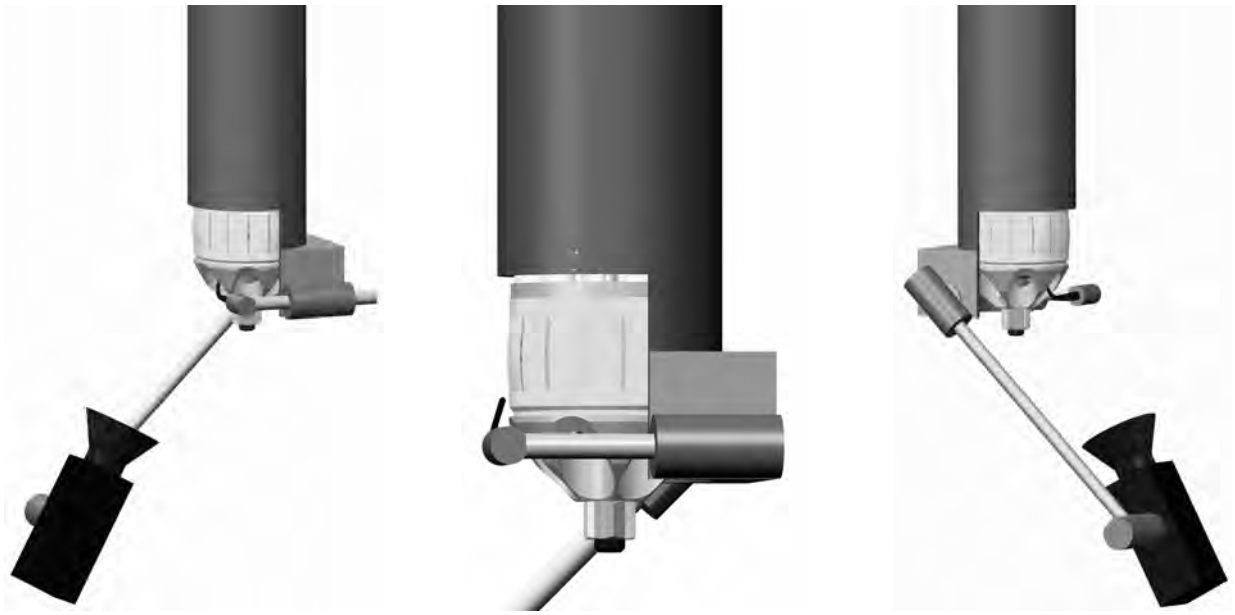


Рис. 7. Принципиальная схема установки для очистки ТВС РБМК-1000 от посторонних частиц в условиях Ленинградской АЭС

планированной надежности ТВС РБМК-1000 нового поколения - относительное число отказов твэлов в год $(1\div2)\cdot10^{-5}$ на энергоблок.

ТВС РБМК-1000 с центральным закреплением твэлов

Использование в конструкции ТВС центрального закрепления твэлов обусловлено существенным увеличением глубины выгорания топлива и продолжительности кампании ТВС нового поколения по сравнению со штатными ТВС РБМК-1000. Такие изменения ресурсных характеристик приводят к увеличению количества циклов изменения мощности за время эксплуатации и, как следствие, к увеличению необратимого удлинения твэлов из-за термомеханического взаимодействия топлива с оболочкой. В результате, с одной стороны удлинение твэлов в штатной конструкции ТВС является причиной выступания отдельных твэлов в зазор между пучками твэлов, что препятствует продолжению эксплуатации ТВС и затрудняет разделку отработавших ТВС для постэксплуатационного «сухого» хранения. С другой же стороны, термомеханическое взаимодействие топлива с оболочкой вызывает рост напряжений в районе сварки оболочки твэла с заглушкой, что может привести к разрушению сварного шва и отрыву заглушки (см. рисунок 8).

Хотя отрыв заглушки случается крайне редко, но он приводит к просыпанию топлива в теплоноситель, загрязнению КМПЦ и оборудования, что, в конечном счете, влечет ухудшение работы системы КГО и увеличивает радиационные нагрузки на персонал АЭС.

Конструкция ТВС-Ц представлена на рисунке 9.

Переход на центральное закрепление твэлов позволяет снять эти проблемы. Во-первых, удлинение твэлов в этой конструкции происходит к периферии активной зоны при сохранении гарантированного зазора между пучками твэлов, а во-вторых, концевые детали твэлов, контактирующие с топливом, зафиксированы в опорных решетках в центре ТВС и в случае разрушения сварного шва соединяющего их с оболочкой твэла, остаются в посадочном месте опорной решетки, препятствуя просыпи топлива в теплоноситель.

Испытания опытной партии ТВС РБМК-1000 с центральным закреплением твэлов и топливом 2,6% обогащения начались на Ленинградской АЭС в 2002 г. и к настоящему моменту завершены (максимальная достигнутая энерговыработка 3484 МВт·сут/ТВС). Эксплуатация всех 100 шт. ТВС РБМК-1000 с центральным закреплением твэлов прошла без замечаний, «отказавших» ТВС-Ц нет.

Средняя энерговыработка выгруженных ТВС-Ц составила ~2910 МВт·сут/ТВС, что соответствует среднему (проектному) ресурсу конструкции.



Рис. 8. Зафиксированные отрывы заглушек а), б) и удлинение твэла в)

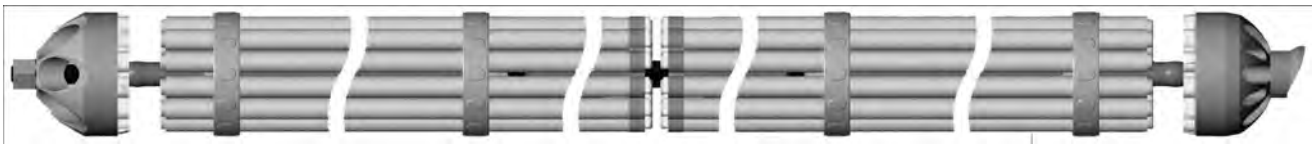


Рис. 9. ТВС РБМК-1000 с центральным закреплением твэлов (ТВС-Ц)

Таблица 2. ТВС-Ц, эксплуатировавшиеся до повышенных значений ресурса

Номер ТВС	Дата изготовления	Кол-во перегрузок	Дата выгрузки	Энерговыработка, МВт·сут/ТВС	Продолжительность эксплуатации, лет	Продолжительность эксплуатации в ТК на мощности, лет
77865	янв 02	1	10.05.09	3484	7,02	5,53
77490	дек 01	2	30.01.10	3474	7,88	6,31
77506	дек 01	2	14.05.09	3471	7,34	5,78
77766	янв 02	2	13.11.09	3467	7,56	5,97
77494	дек 01	2	21.01.10	3423	8,02	6,48
77762	янв 02	2	30.03.10	3332	7,99	6,41
77852	янв 02	2	30.04.10	3254	8,01	6,42
77768	янв 02	2	11.05.10	3205	8,02	6,44
77440	дек 01	2	18.01.10	3180	8,02	6,45
77503	дек 01	2	14.03.10	3172	8,02	6,45

На основании накопленного положительного опыта эксплуатации ТВС-Ц, а также результатов осмотра пяти ТВС-Ц, достигших энерговыработки ~(3100-3200) МВт·сут/ТВС, в июне 2008 г. было принято решение о продлении эксплуатации партии (10 шт.) ТВС-Ц до энерговыработки 3500 МВт·сут/ТВС и срока службы 8 лет. Основные данные по этим 10 ТВС-Ц, представлены в таблице 2.

Общая продолжительность эксплуатации (ПЭ) 15 ТВС-Ц превысила 7 лет, из них 7 ТВС-Ц эксплуатировалась свыше 7 лет в реакторе на мощности (ПЭМ).

Одна из ТВС-Ц опытной партии, достигшая энерговыработки 2915 МВт·сут/ТВС за 3,83 года эксплуатации на мощности (полная продолжительность эксплуатации – 5 лет), была вывезена с Ленинградской АЭС в ОАО «ГНЦ НИИАР», для проведения послереакторных исследований ее состояния, которые подтвердили работоспособность ТВС РБМК-1000 с центральным закреплением твэлов.

ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром и центральным закреплением твэлов

Положительные результаты опытно-промышленной эксплуатации ТВС-Ц и результаты начала эксплуатации партии ТВС-Ф позволили разработать и обосновать ТВС РБМК-1000 включающую в себя оба технических решения – ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром и центральным закреплением твэлов (ТВС-ФЦ, см. рисунок 10).

Разработанная конструкция ТВС-ФЦ рассматривается в качестве основы для разработки и обоснования окончательного варианта ТВС РБМК-1000 нового поколения (ТВС с высотным профилированием обогащения топлива, хвостовиком-фильтром и центральным закреплением твэлов - ТВС-ПФЦ РБМК-1000, см рисунок 11).

Загрузка опытно-промышленной партии ТВС-ФЦ с уран-эрбиевым топливом 2,8% обогащения первона-



Рис. 10. ТВС РБМК-1000 с хвостовиком-фильтром и центральным закреплением твэлов (ТВС-ФЦ)



Рис. 11. ТВС РБМК-1000 с высотным профилированием обогащения топлива, хвостовиком-фильтром и центральным закреплением твэлов (ТВС-ПФЦ)

чально планировалась в реактор энергоблока №1 Ленинградской АЭС. Однако, вследствие обнаружения деформации графитовой кладки реакторов РБМК-1000 первой очереди ЛАЭС и КуАЭС, несмотря на положительные результаты эксплуатации ТВС-П и ТВС-Ф, ОАО «Концерн Росэнергоатом» известил о том, что не считает целесообразным продолжение работ по переводу активных зон РБМК-1000 на ТВС нового поколения и приостанавливает их, до получения результатов обследования состояния элементов активных зон в 2012 г.

Вместе с тем, ОАО «Концерн Росэнергоатом» выразил свою заинтересованность в использовании, в качестве штатного топлива, ТВС РБМК-1000 с центральным закреплением твэлов с уран-эрбиевым топливом 2,8% обогащения (сейчас, штатные ТВС РБМК-1000 также комплектуются этим топливом).

Как отмечалось выше, конструкция ТВС-Ц РБМК-1000 с центральным закреплением твэлов позволяет минимизировать последствия возможного отрыва концевых деталей твэлов, а, именно, избежать просыпания топлива в теплоноситель, загрязнения КМПЦ, оборудования энергоблока, и, в конечном итоге, сохранит эффективность работы системы КГО и уровень радиационной нагрузки на персонал АЭС. Кроме того, центральное закрепление твэлов снимает ограничение на удлинение твэлов верхнего и нижнего пучков вследствие взаимодействия топлива с оболочкой твэла, радиационного роста и ползучести оболочки и обеспечивает гарантированный зазор между пучками твэлов, что позволяет беспрепятственно разделывать ТВС-Ц по завершении эксплуатации.

Однако, как это очевидно, ТВС с центральным закреплением твэлов и топливом 2,8% обогащения решает только часть задач, на которые изначально была сориентирована разработка конструкции ТВС РБМК-1000 нового поколения. В частности, она не обеспечивает ни выполнение требований к ресурсным характеристикам, т.е. увеличения назначенного ресурса с 3380МВт·сут/ТВС до 3940МВт·сут/ТВС (относительно штатных ТВС), ни требования к повышению надежности ТВС (снижения относительного числа отказов твэлов в год до $(1\div2)\cdot10^{-5}$ на энергоблок). Т.е., по сути, такая конструкция решает только вопрос о постэксплуатационном обращении с ТВС.

Тем не менее, учитывая пожелания эксплуатирующей организации и специалистов АЭС с РБМК-1000, работа по разработке такой конструкции началась.

К настоящему моменту разработано Решение «Об организации работ по разработке и внедрению в эксплуатацию ТВС РБМК-1000 с уран эрбиевым топливом 2,8% обогащения, центральным закреплением твэлов и дистанционирующими решетками из коррозионностойкой стали (ТВС-Ц РБМК-1000)» 124.068 ТР, в соответствии с которым, загрузка первой партии таких ТВС запланирована на 2014 г.

На этот год запланирована разработка конструкции ТВС-Ц с дистанционирующими решетками из коррозионностойкой стали и подготовка обосновывающей документации для получения изменений условия действия лицензии на эксплуатацию первой партии таких ТВС в активной зоне энергоблока №3 Ленинградской АЭС.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ ОБОЛОЧЕК ТВЭЛОВ В УСЛОВИЯХ, МОДЕЛИРУЮЩИХ ПОТЕРЮ РАСХОДА НАТРИЯ ЧЕРЕЗ АЗ

Загорулько Ю.И., Камаев А.А., Ашурко Ю.М., Кащеев М.В., Ганичев Н.С., Жмурин В.Г.
Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический институт имени А.И. Лейпунского, г. Обнинск

Введение

Экспериментальное исследование тяжелых аварий с плавлением активной зоны (АЗ) применительно к реакторам типа БН значительно расширяет возможности адекватного физического описания таких аварий и создаваемых на этой основе расчетных моделей.

Деградация тепловыделяющей сборки (ТВС) представляет собой сложную совокупность переходных физических процессов с масштабом времени, составляющим в активной фазе несколько сотен микросекунд. Механизм этих взаимозависимых процессов (плавление и перемещение материалов внутри твэлов, деградация оболочек, термическое взаимодействие кориума с натрием (ТВ), изменение фазового состава расплава и др.) допускают различную интерпретацию в оценках их относительного вклада в конечное поставарийное состояние ТВС и распределение материалов в её объёме.

Очевидно, что разработки расчетных моделей тяжелых аварий, с целью их своевременной корректировки или дополнений, должны осуществляться параллельно с экспериментальными исследованиями механизмов основных процессов.

В настоящее время отсутствует детальное понимание роли ТВ в процессах перемещения расплава и его локализации в объёме ТВС при затвердевании. Равным образом существуют различные точки зрения относительно основного механизма деградации оболочек твэлов [1].

В докладе представлены результаты серии экспериментов, выполняемых в ГНЦ РФ – ФЭИ на стенде «Плутон» в условиях, моделирующих аварию с потерей расхода натрия через АЗ, и направленных на изучение упомянутых выше механизмов.

Методология проведения экспериментов

Конструкция экспериментального участка стенда «Плутон», его оборудование и средства измерения экспериментальных данных достаточно подробно описаны в [2, 3].

Эксперименты 6-9 выполнялись с 7-стержневыми пучками в сборке с зазором 2 мм помещаемых в камеру взаимодействия, содержащую 3,5 – 3,6 кг натрия при температуре 823 K. Энерговыделение обеспечивалось термитной реакцией $Zr+Fe_2O_3\rightarrow ZrO_2+Fe$ ($T\approx3100$ K, $\Delta H\approx1{,}8$ МДж/кг), инициируемой системой электронагревателей, монтируемых в индивидуальных имитаторах твэлов. Измеряемыми параметрами являлись значения давления в газовых полостях экспериментального участка, геометрия и топография дефектов оболочек, остаточные деформации изгиба оболочек, фракционный состав конечных фрагментов имитатора кориума, собираемых по окончании эксперимента в фильтре (металлокерамика, порозность 20 мкм). Характеристики имитаторов твэлов приведены в таблице 1. Центральные имитаторы твэлов обозначены *.

Таблица 1. Характеристики имитаторов твэлов и оценки их разрушения в экспериментах с 7-стержневыми сборками

№№ экспери-ментов	Материал и геометрия оболочек имитаторов	№№ имита-торов твэлов	Масса термит-ного за-ряда, г	Площадь разрушения, см^2
6	Сталь Х18Н10Т 14×0,45 мм	11	20	0,3
		8	31	2,5
		4	18	0,5
		5	18	1,2
		10	31	1,5
		13	20	6,3
		15*	27	32,4
		Сборка	165	44,7
7	Сталь Х18Н10Т 14×0,45 мм	17	75	6,4
		18	71	17,6
		19	76	13,5
		20	74	15,5
		12	80	40,8
		16	76	21,6
		6*	36	43,5
		Сборка	488	158,9
8	Сталь ЭП-450 9,3×0,6 мм	21	39	3,6
		22	40	3,4
		23	41	2,8
		24	37	0,9
		25	39	0,6
		26	36	0,5
		27*	44	12,7
		Сборка	276	24,2
9	Сталь ЭП-450 9,3×0,6 мм	28	39	1,8
		29	43	3,9
		30	41	2,6
		31	38	0,8
		32	37	1,2
		33	40	0,4
		34*	40	10,6
		Сборка	278	21,3

Эксперимент № 10 проводился с использованием модельной стержневой сборки (МСС) монтируемой в камере взаимодействия стенда «Плутон» и выполненной в геометрии 7 – стержневого пучка (шаг решетки 11,3 мм), располагаемого внутри шестигранного чехла и фиксируемого при помощи трубных досок в его верхней и нижней частях. Конструкция МСС обеспечивала её заполнение и дренаж натрия через отверстия (с общей площадью 125,6 мм^2 в верхней части и 706,5 мм^2 в нижней), а также демонтаж чехла и имитаторов твэлов. Общий вид МСС приведен на рисунке 1.

Имитаторы твэлов были выполнены из трубок (ø9,3х0,6; 12Х18Н10Т) высотой 475 мм и снабжены торцевыми пробками для удержания термитного заряда. Энерговыделение обеспечивалось термитной реакцией $Al + Fe_2O_3 \rightarrow Al_2O_3 + Fe$ ($\Delta H \approx 1{,}4$ МДж/кг, $T \approx 2900$ K). Скорость движения фронта термитной реакции была оценена в предварительных экспериментах (0,2 м/с). Имитаторы твэлов имели различную плотность набивки исходной термитной смеси. Длина первого участка (верхний) составляла ~ 145 мм, второго участка (нижнего) ~ 290 мм. Основные характеристики МСС приведены в таблице 2.

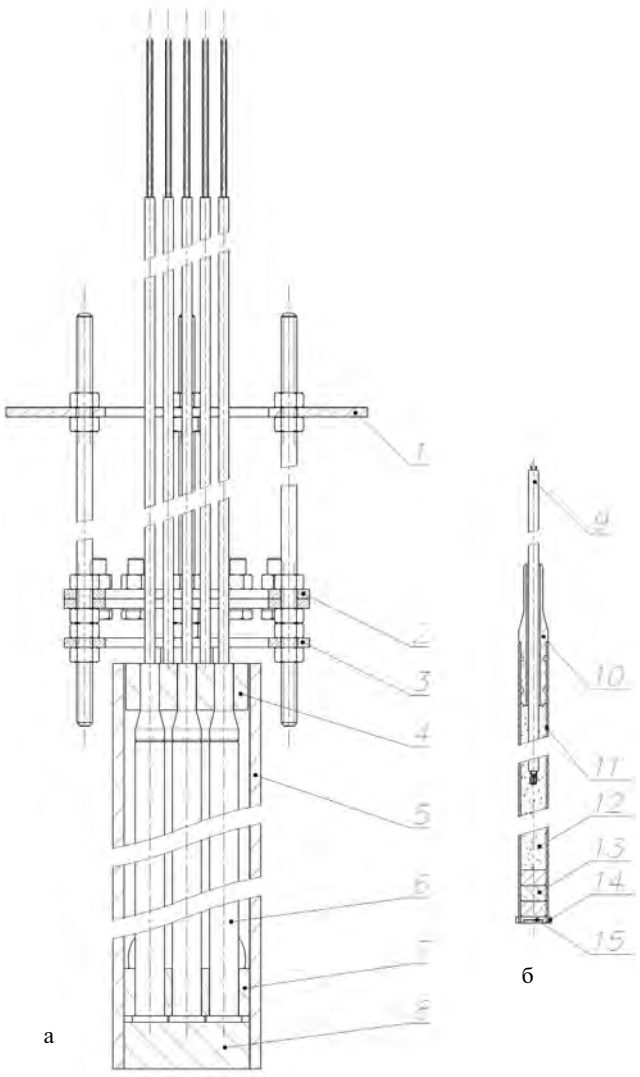


Рис. 1. Модельная стержневая сборка (а) и имитатор твэла (б): 1 – опорная пластина; 2 – розетка пластинчатых элементов; 3 – дистанционирующая пластина; 4 – трубная доска верхняя; 5 – чехол сборки; 6 – имитатор твэл; 7 – трубная доска нижняя; 8 – заглушка; 9 – нагреватель; 10 – концевик; 11 – оболочка; 12 – термитная смесь; 13 – пробка; 14 – кольцо; 15 – заглушка

С внешней стороны чехла МСС, в верхней и нижней позициях, были установлены термопары. Над уровнем натрия (~ 65 мм) располагалась розетка медных

Таблица 2. Исходные характеристики имитаторов твэлов

№ имитатора в сборке	1	2	3	4	5	6	7
Плотность заряда в первом участке, г/см^3	0,93	1,09	0,93	0,78	0,93	0,78	0,93
Плотность заряда во втором участке, г/см^3	1,54	1,60	1,47	1,67	1,74	1,60	1,54
Масса термитного заряда, г	29	31	28	30	32	29	29
Тепловая энергия термитного заряда, кДж	40,6	43,4	39,2	42,0	44,8	40,6	40,6

пластинчатых элементов для измерения остаточных деформаций изгиба, вызываемых аксиальным перемещением столба натрия вне объёма МСС. Методики оценки кинематических характеристик перемещения натрия и динамических нагрузок, воздействующих на пластинчатые элементы, приведены в [2, 3].

Результаты экспериментов и их обсуждение

Эксперименты №6–№9

Общие закономерности топографии разрушения оболочек твэлов в экспериментах №6 – №9 заключаются в преимущественных разрушениях оболочки центрального твэла и их локализации в средней зоне стержневого пучка (см. таблицу 1 и рисунки 2, 3). В эксперименте №6 удельная площадь разрушений периферийных элементов составила от 1 до 18 %. Площадь разрушений оболочки центрального имитатора составила ~ 61 % . Один из дефектов (локальное проплавление) элемента №11 располагался на 80 мм выше верхней границы засыпки термита, что свидетельствует об аксиальном перемещении расплава внутри оболочки. Зона наиболее интенсивного разрушения отмечена в области, локализованной между элементами 15, 10 и 13 на расстоянии 250 – 350 мм от уровня натрия.

В эксперименте №7 (с наибольшей массой термитного заряда) общая площадь разрушений составила ~ 160 см^2 при полном рассечении центрального имитатора (в зонах, располагаемых на расстояниях 60–180 мм и 230–340 мм от зеркала натрия). Отмечено значительное повреждение периферийных элементов.

В экспериментах №6–№7 средняя площадь разрушений приблизительно пропорциональна исходной массе термитного заряда. В экспериментах №8 и №9, с практически равными массами термитных зарядов, общие площади разрушений составили 4,53 и 3,98 % от общей площади сборки, с наибольшими повреждениями центрального имитатора.

Наибольшее значение деформаций изгиба оболочек имитаторов отмечены в эксперименте №7, наименьшие в экспериментах №8 и №9. Стрела прогиба имела выраженное направление от центрального имитатора к периферийным, достигая значений 4–8 мм, что свидетельствует о локализации ТВ в центральной зоне пучков.

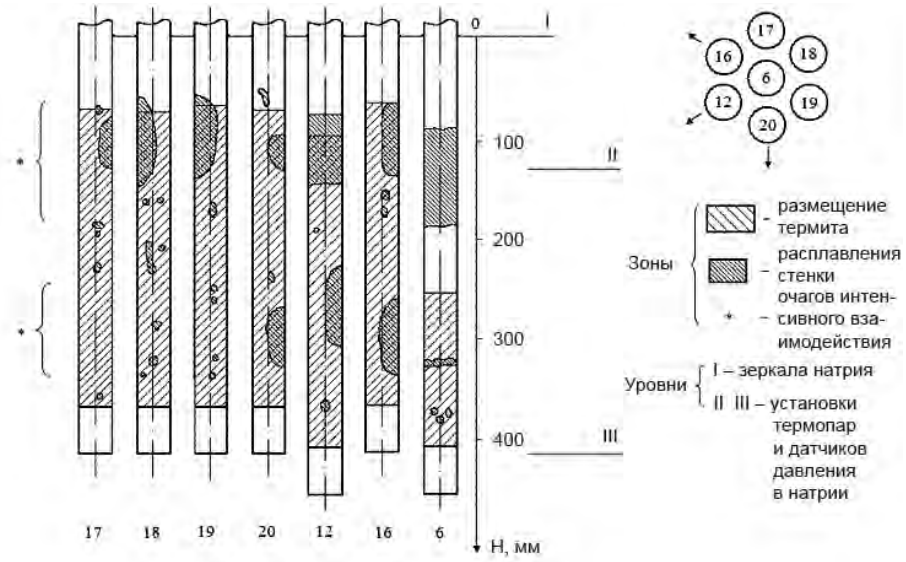


Рис. 2. Расположение зарядов в имитаторах и характер разрушений в эксперименте № 7

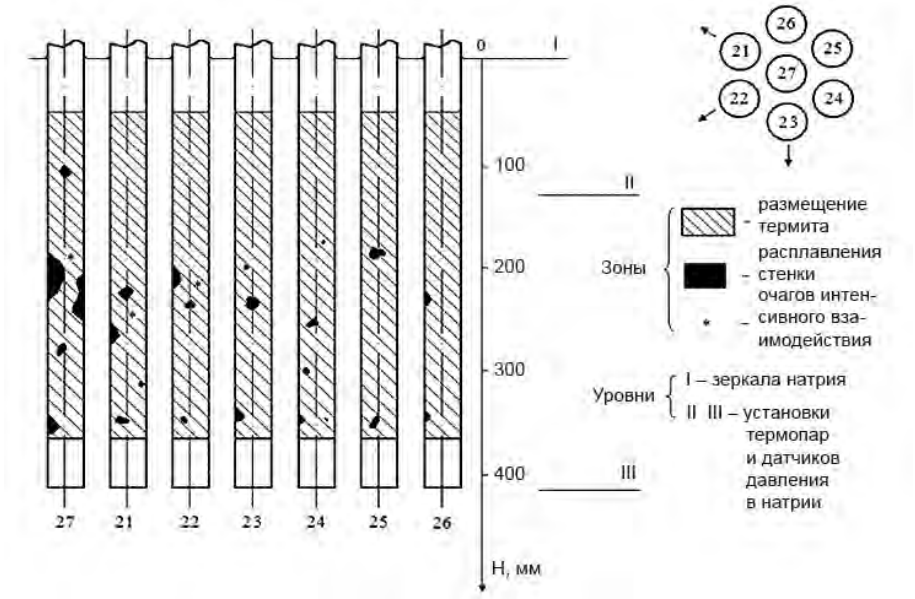


Рис. 3. Расположение зарядов в имитаторах и характер разрушений в эксперименте № 8

Существенные отличия в характере разрушений имитаторов в экспериментах № 6 – № 9, по–видимому, объясняются различиями в геометрии и материалах оболочек. Значения коэффициентов конверсии тепловой энергии имитатора кориума во внутреннюю энергию газа (Ar) в полости реакционной камеры, рассчитанные по результатам измерений прироста давления в предположении отсутствия теплообмена с окружающей средой, приведены в таблице 3.

Таблица 3. Энергетические эффекты ТВ в экспериментах № 6–№ 9

№№ экспериментов	Исходная энергия термитного заряда, Дж	Максимальный прирост давления, Па	Коэффициент конверсии η_t, %
6	$2{,}97 \cdot 10^5$	$3{,}3 \cdot 10^3$	$2{,}8 \cdot 10^{-2}$
7	$8{,}78 \cdot 10^5$	$3{,}08 \cdot 10^4$	$8{,}8 \cdot 10^{-2}$
8	$4{,}96 \cdot 10^5$	$2{,}26 \cdot 10^4$	$7{,}6 \cdot 10^{-2}$
9	$5{,}01 \cdot 10^5$	$2{,}64 \cdot 10^4$	$7{,}9 \cdot 10^{-2}$

Во всех экспериментах объём газовой полости составлял ~$1{,}5 \cdot 10^{-3}$ м^3, начальное давление аргона ~$2 \cdot 10^4$ Па. Кинетическая энергия перемещения столба натрия не учитывалась. Аргон принимался идеальным газом. В сделанных предположениях

$$\eta_t, \% = \frac{V \cdot \Delta P \cdot 100}{(\gamma - 1) Q_m}, \quad (1)$$

где Q_m – исходная тепловая энергия кориума.

Результаты фракционного анализа конечных фрагментов имитаторов кориума, собранных в фильтре, показали, что медианные размеры их распределений по массам составили 0,234–0,243 мм для эксперимента № 6 и 0,239 мм для эксперимента № 7 со стандартными отклонениями распределений 0,344–0,354 и 0,348, соответственно.

Близкие к приведенным выше значения медианных размеров (0,22 и 0,25) и стандартных отклонений (4,6 и 4,3) были получены в экспериментах № 8 и № 9.

Эксперименты с МСС

Результаты измерений температуры на внешней стенке чехла МСС в позициях расположения термопар и давления в газовых полостях экспериментального участка представлены на рисунках 4, 5.

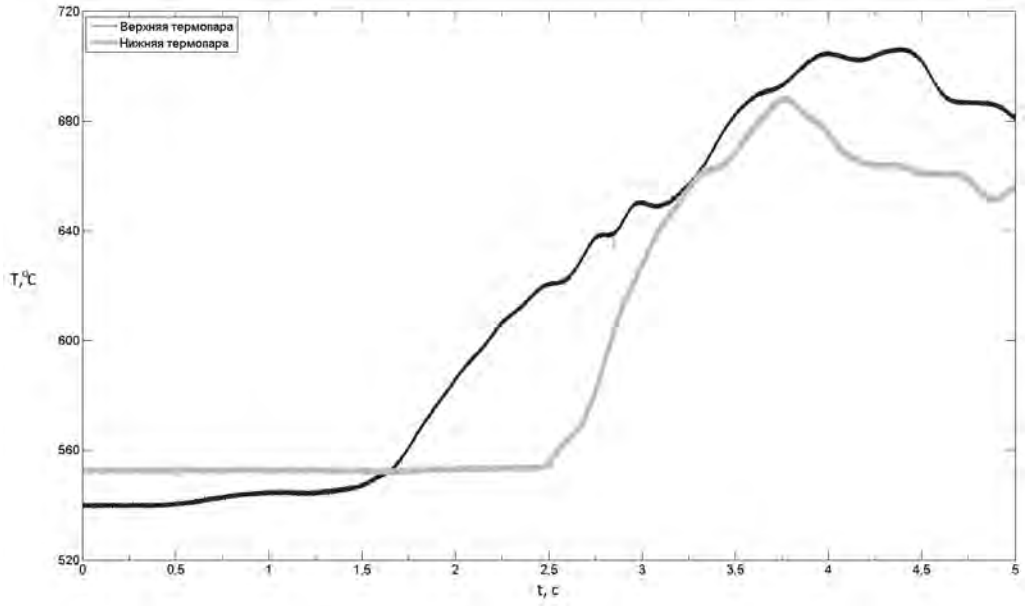


Рис. 4. Изменение температуры натрия на наружной стенке чехла МСС

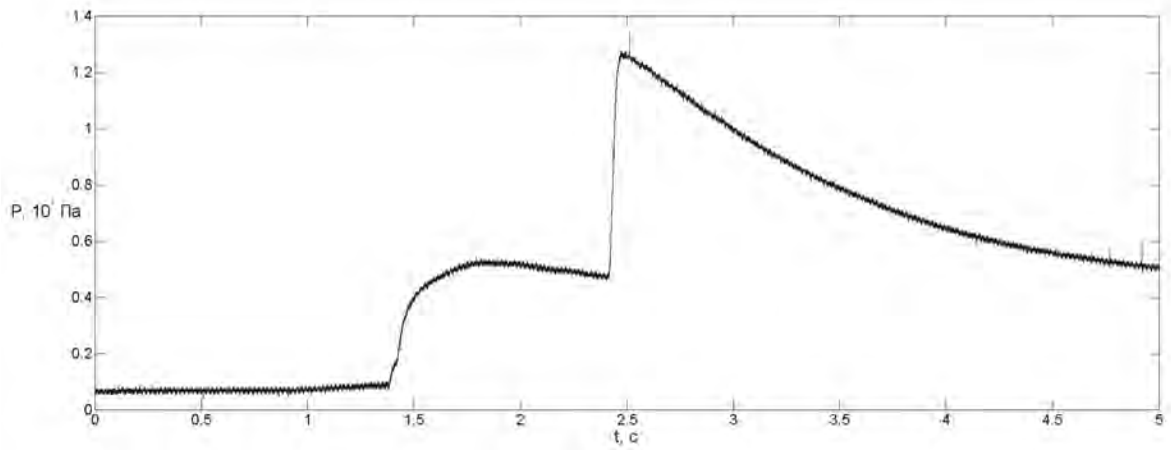


Рис. 5. Изменение давления в газовой полости реакционной камеры



Рис. 6. МСС после эксперимента (частично отмыта)

Анализ этих измерений, наряду с экспериментальными данными, полученными после препарирования МСС, позволяет сформулировать качественный сценарий физических явлений, имевших место в ходе эксперимента.

Хронограмма событий условно отнесена к моменту инициации термитной реакции в имитаторах твэлов ($\tau = 0{,}43$ с). В интервале 0,43–1,38 с фронт термитной реакции практически прошел верхний участок термитного заряда и половину нижнего участка. В этом временном интервале происходило кипение натрия в межстержневом пространстве сборки и его частичное осушение. Деградация оболочек имитаторов твэлов, ТВ между расплавом и натрием, вытеснение натрия через отверстия МСС соответствует временному интервалу 1,38 – 1,82 с. Возврат натрия в МСС и ТВ с расплавом соответствует моменту 2,42 с. Первое ТВ с пиковым значением давления ~ $5{,}36 \cdot 10^4$ Па характеризуется темпом роста давления на начальном участке, составляющем ~ $8 \cdot 10^5$ Па·с$^{-1}$. Второе ТВ с пиковым значением давления ~$1{,}3 \cdot 10^5$ Па характеризуется темпом роста давления ~ $1{,}6 \cdot 10^6$ Па·с$^{-1}$, характерным для высокоэнергетических термических взаимодействий. Суммарный коэффициент конверсии, оцениваемый по формуле (1) составил ~ 1 %.

Вид частично демонтированной МСС после её извлечения из реакционной камеры и после проведения отмывки водноспиртовым раствором на рисунке 6.

Входные и выходные отверстия МСС были полностью блокированы застывшим расплавом. Блокировки имели повышенную плотность по сравнению с материалом в центральной её части. Оценочные определения щелочности материала свидетельствуют, что натрий практически полностью был выброшен из МСС при втором ТВ. Относительные доли площади деградации для индивидуальных имитаторов твэлов соответствовали диапазону значений ~ 48 – 73 %. Один из периферийных имитаторов вследствие большой его деформации (очевидно, при первом ТВ) контактировал с поверхностью чехла. Доля разрушений его стенки составила ~ 24 %. Признаков фронтального проплавления оболочек не обнаружено. Отмечается наличие локальных проплавлений небольшой площади. Анализ состояния поверхности фрагментов оболочек, собранных в объёме МСС свидетельствует об износе поверхности типа абляции. Основная масса фрагментов оболочек сохранила исходную толщину, что предполагает механизм хрупкого разрушения за счёт термических напряжений. Проплавления внутренней поверхности чехла и его деформации не обнаружено.

В составе материалов обнаружены конкреции, имеющие форму полых эллипсоидов или их частей. Их химический состав соответствует железу.

Фракционный состав конечных фрагментов имитатора кориума проводился отдельно для материалов, собранных в фильтре, в зонах верхней и нижней блокировок и размеры частиц составляют 0,257, 0,218 и 0,318 мм, соответственно. Усредненные динамические нагрузки, вызываемые перемещением столба натрия в реакционной камере, рассчитанные по измеренным деформациям пластинчатых образцов, составили ~ $7{,}6 \cdot 10^4$ Па.

Расчетные оценки механизмов деградации имитаторов твэлов в составе МСС

Принимается, что основными механизмами деградации оболочек твэлов являются проплавление стенки, термические напряжения стенки либо их сочетания. Выше было установлено отсутствие признаков фронтального проплавления стенки, имели место лишь локальные дефекты, которые обязаны своим происхождением механизмам плавления.

Схематическое изображение зон плавления представлено на рисунке 7.

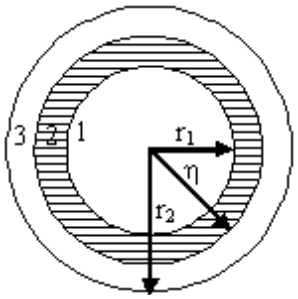


Рис. 7. Изображение зон при плавлении оболочки имитатора твэла: 1 – термитная смесь и расплав – имитатор кориума, 2 – жидкая сталь, 3 – твердая сталь

Температура в зоне 1

$$T_1 = f(r, z, \tau), \quad 0 < r < r_1, \quad \tau > 0 \tag{2}$$

Уравнения теплопроводности имеют вид

$$\frac{\partial T_2}{\partial \tau} = a_2 \left(\frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} \right), \quad r_1 < r < \eta, \quad \tau > 0, \tag{3}$$

$$\frac{\partial T_3}{\partial \tau} = a_3 \left(\frac{\partial^2 T_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_3}{\partial r} \right), \quad \eta < r < r_2, \quad \tau > 0. \tag{4}$$

Начальные условия

$$T_1(r,0) = f_1(r), \quad 0 < r < r_1, \tag{5}$$

$$T_{2,3}(r,0)=f_2(r), \quad r_1 < r < r_2. \tag{6}$$

Граничные условия

$$T_1(r_1,\tau)=T_2(r_1,\tau), \quad \tau>0, \tag{7}$$

$$T_2(\eta,\tau)=T_3(\eta,\tau)=T_{pl}=\text{const} \tag{8}$$

$$-\lambda_2\frac{\partial T_2(\eta,\tau)}{\partial r}+\lambda_3\frac{\partial T_3(\eta,\tau)}{\partial r}=\rho_3 L\frac{\partial\eta}{\partial\tau}, \tag{9}$$

$$\lambda_3\frac{\partial T_3(r_2,\tau)}{\partial r}+\alpha(T_3(r_2,\tau)-T_c)=0. \tag{10}$$

При решении задачи использовался метод Лейбензона [4].

Выражение для полученного безразмерного времени проплавления имеет вид:

$$\theta_{pl}=-Ko\int_1^{R_2}\frac{HdH}{\frac{1-\vartheta_1}{\ln H}+\frac{K_\lambda Bi}{\frac{1}{R_2}+Bi\ln\frac{R_2}{H}}}, \tag{11}$$

где $\theta=\frac{a_2\tau}{r_1^2}$ – безразмерное время, $a_2=\frac{\lambda_2}{c_2\rho_2}$ – коэффициент температуропроводности жидкой стали, $Ko=\frac{\rho_3 L}{C_2\rho_2(T_{pl}-T_c)}$ – критерий Коссовича, $R_2=\frac{r_2}{r_1}$ – безразмерный радиус (см. рисунок 7), $\vartheta_1=\frac{F-T_c}{T_{pl}-T_c}$ –безразмерная температура расплава, F –температура расплава, T_{pl} – температура плавления стали, T_c – температура окружающей среды, $H=\frac{\eta}{r_1}$– безразмерная координата точек фронта плавления, $K_\lambda=\frac{\lambda_3}{\lambda_2}$ – относительная теплопроводность, $Bi=\frac{\alpha r_1}{\lambda_3}$ – критерий Био, α – коэффициент теплоотдачи.

Численные оценки, полученные для геометрии использованных в эксперименте имитаторов твэлов, дают время проплавления приблизительно 20 мс.

Расчет достигаемых значений термических напряжений проводился по рекомендациям [5]. Для относительных термических напряжений получены выражения

$$\frac{\sigma_r}{E}=\frac{\beta T_M}{4(1-\nu)R^2}\left(\frac{R^2-H^2}{R_2^2-H^2}\left((R_2^2-H^2)(2+C)+2CR_2^2\ln\frac{H}{R_2}\right)-\right.$$
$$\left.-(R^2-H^2)(2+C)-2CR^2\ln\frac{H}{R}\right), \tag{12}$$

$$\frac{\sigma_\theta}{E}=\frac{\beta T_M}{4(1-\nu)R^2}\left(\frac{R^2+H^2}{R_2^2-H^2}\left((R_2^2-H^2)(2+C)+2CR_2^2\ln\frac{H}{R_2}\right)+\right.$$
$$\left.+(R^2-H^2)(2+C)+2CR^2\ln\frac{H}{R}-4\left(1+C\ln\frac{H}{R}\right)R^2\right), \tag{13}$$

$$\frac{\sigma_z}{E}=\frac{\beta T_M}{4(1-\nu)R^2}\left(\frac{2R^2}{R_2^2-H^2}\left((R_2^2-H^2)(2+C)+2CR_2^2\ln\frac{H}{R_2}\right)-\right.$$
$$\left.-4\left(1+C\ln\frac{H}{R}\right)R^2\right), \tag{14}$$

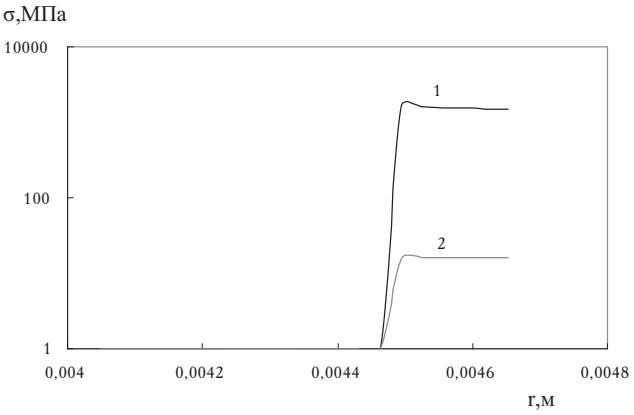


Рис. 8. Зависимость эквивалентного напряжения от координаты r в момент времени 9,5 мс: 1 – эквивалентное напряжение; 2 – предел прочности аустенитной стали

где $C=\frac{Bi}{\frac{1}{R_2}+Bi\ln\frac{R_2}{H}}$, β - коэффициент линейного расширения, E – модуль упругости при растяжении и сжатии, ν - коэффициент Пуассона, $T_M=T_{pl}-T_c$.

Для получения эквивалентного напряжения использовалась энергетическая теория прочности. Полученное решение представлено на рисунке 8.

Заключение

Результаты экспериментальных исследований деградации оболочек имитаторов твэлов в геометрии свободных 7 – стержневых пучков и в конструкции, моделирующей ТВС в статическом натрии, свидетельствуют о более высокой их повреждаемости в последнем случае.

Анализ экспериментальных данных и проведенные расчетные оценки показывают необходимость учёта вклада термических напряжений в общий механизм деградаций оболочек.

Экспериментально показана возможность осуществления высокоэнергетического термического взаимодействия кориума с натрием внутри ТВС, что может объясняться возможной инкапсуляцией натрия при его контакте с расплавом кориума.

Список литературы

1. A. Kaiser, W. Peppler, H. Will. SIMBATH 1976-1992, Seventeen years of experimental investigation of key issues concerned with severe reactor accidents. In: IAEA Technical Committee meeting on “Evaluation of Material Coolant Interaction and Material Movement and Relocation in Liquid Metal Fast Reactors” O-arai Engineering Center, Iboraki, Japan, 6-9 June 1994. IWGFR 189, p. 167.

2. Ю.И. Загорулько, В.Г. Жмурин, А.Н. Волов и др. Энергетические превращения в процессах термического взаимодействия расплавов материалов активной зоны с натрием // Атомная энергия. 2004. – Т.96. – Вып. 5. – с. 367-373.

3. Ю.И. Загорулько, В.Г. Жмурин, А.Н. Волов и др. Экспериментальные исследования термического взаимодействия имитаторов кориума с теплоносителями (натрий – вода) // Теплоэнергетика. 2008. –№3.

4. Л.С. Лейбензон. Руководство по нефтепромысловой механике. М.-Л., ОНТИ, НКТП СССЗ, 1934.

5. С.П. Тимошенко, Дж. Гульер. Теория упругости: Пер. с англ. / Под ред. Шапиро – 2-е изд. – М.: Наука Главная редакция физико-математической литературы, 1979, 600 с.

ГЕРМЕТИЗАЦИЯ БАКА БИОЛОГИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ 1-ГО ЭНЕРГОБЛОКА БИЛИБИНСКОЙ АЭС ПРИ ПОМОЩИ РОБОТОТЕХНИКИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НАНЕСЕНИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПОКРЫТИЙ

Тухветов Ф.Т., Озеров К.И.
Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Билибинская атомная станция»
Батарев Е.С., Желонкин Д.В., Михальцов А.В., Федоров А.Н., Шевцов И.А.
ООО «Пролог», г. Обнинск

В 2009 году на Билибинской АЭС в процессе визуально-акустического обследования кожуха реактора 1-го энергоблока были обнаружены неплотности бака биологической защиты.

На тот момент 1-й энергоблок отработал 35 лет, из которых 30 лет – проектный срок эксплуатации, 5 лет - продленный.

Бак биологической защиты (ББЗ) представляет собой цилиндрический кольцевой бак, состоящий из 8-ми секций, высотой 5,2 м, наружным диаметром 8,4 м, внутренним диаметром 6,9 м (Рис.1). Материал стенок бака - Ст3сп, толщина – 20 мм. Поверхность бака была покрыта слоем защитной эмали, которая со временем частично отслоилась и осыпалась, а также слоем продуктов коррозии толщиной до 4-х мм. Высота столба воды в баке – 5 м. Радиационный фон в зоне ремонта - примерно 500 р/ч. ББЗ размещен в бетонной шахте реактора. Присутствие операторов в шахте даже в период ППР возможно только кратковременно (несколько минут) из-за высокого радиационного фона. Обследование ББЗ и кожуха реактора проводилось при помощи дистанционно-управляемых минироботов, разработанных и изготовленных ООО «Пролог» специально для решения этой задачи.

Неплотности представляли собой трещины в области околошовных зон сварных стыков листов с внутренней стороны бака и не влияли на несущую способность металлоконструкций ББЗ. На рис.2 показан фрагмент внутренней стенки ББЗ (3 секции из 8-ми).

Для обеспечения дальнейшей безопасной работы энергоблока было принято решение о восстановлении герметичности бака.

Ремонт был осложнен тем, что доступ в зону работ мог быть осуществлен только через две вентиляционные проходки Ду 48, а ремонтируемые неплотности находились на расстоянии нескольких метров от них.

Попытка ремонта традиционным способом – сваркой потерпела неудачу. Удалось выполнить наплавку только одной самой малой неплотности, которая после сварки лопнула и потекла.



Рис. 1. Бак биологической защиты РУ ЭГП-6

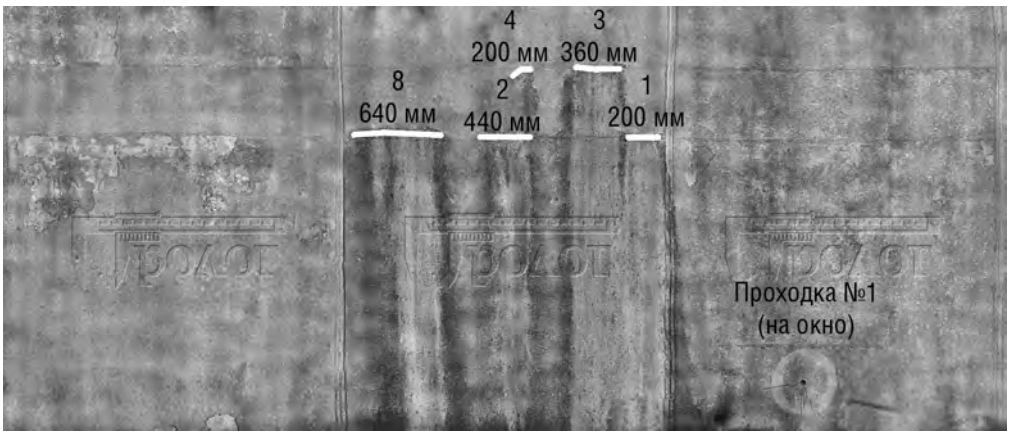


Рис. 2. Фрагмент внутренней стенки ББЗ 1-го энергоблока

Для ремонта была выбрана в то время еще экспериментальная технология газодинамического напыления. Технология позволяла герметизировать неплотность при помощи нанесения слоя металла (в данном случае – свинца) без нагрева поверхности.

Принцип действия - твердые частицы металла, движущиеся со сверхзвуковой скоростью, прочно закрепляются на поверхности при соударении с нею.

Технология нанесения покрытий ДИМЕТ® включает в себя нагрев сжатого газа (воздуха) до требуемой температуры, подачу его в сверхзвуковое сопло и формирование в этом сопле сверхзвукового воздушного потока, подачу в этот поток порошкового материала, ускорение этого материала в сопле сверхзвуковым потоком воздуха и направление его на поверхность обрабатываемого изделия.

Для применения на АЭС технология прошла процедуру производственной аттестации Головной материаловедческой организацией Росатома – НИКИМТом.

Технология газодинамического напыления может применяться на АЭС для герметизации течей и нанесения защитных покрытий, особенно в случаях, когда применение сварки и нагрева поверхностей недопустимо.

Работы выполнялись совместно персоналом Билибинской АЭС и ООО «Пролог».



Рис. 3. Принципиальная схема установки газодинамического напыления металла

Для выполнения работ были разработаны минироботы оригинальной конструкции, способные передвигаться по вертикальным металлическим поверхностям, покрытым рыхлым слоем продуктов коррозии толщиной до 4-х мм, огибать наружные и внутренние углы, преодолевать препятствия высотой до 10 мм. Габариты роботов позволяли доставлять их в зону работ через вентиляционную проходку Ду 48. На рис.4 показаны



Рис. 4. Минироботы, применявшиеся для обследования металлоконструкций и нанесения герметизирующего покрытия

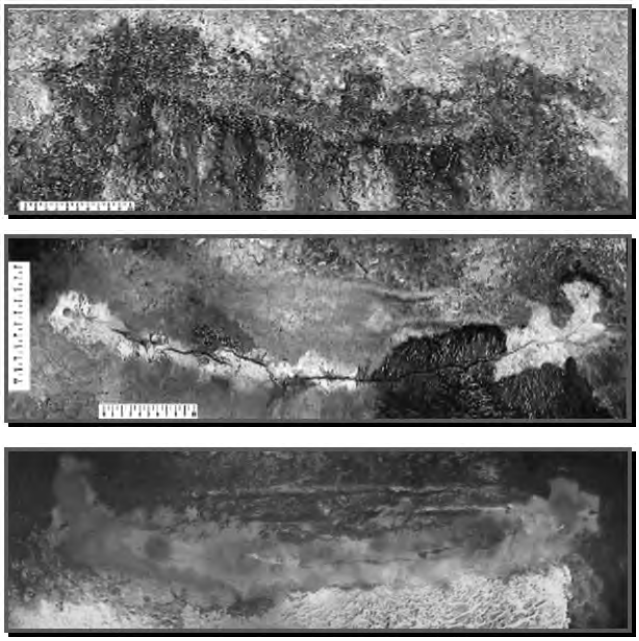


Рис. 5. Неплотность № 3, протяженностью 570 мм, в исходном состоянии, после зачистки и после нанесения герметизирующего свинцового покрытия

модификации минироботов, применявшихся для телевизионного визуального контроля (МР-20), для пескоструйной зачистки и нанесения герметизирующего покрытия (РК-25).

При помощи минироботов были выполнены следующие работы:

- телевизионный визуальный контроль всей поверхности ББЗ для выявления всех неплотностей и определения их координат (картографирование);
- ультразвуковая толщинометрия внутренней стенки ББЗ (с зачисткой площадок для контроля) согласно требованиям ПНАЭ Г-7-031-91;
- зачистка поверхности пескоструйным методом (с использованием электрокорунда в качестве абразивного материала);
- нанесение герметизирующего слоя (свинца);
- телевизионный визуальный контроль герметичности после ремонта.

Работы проводились без слива воды из бака, т.к. слив воды из бака с последующим заполнением занимал значительное время, а при слитом баке доступ в шахту был невозможен из-за высокого радиоактивного фона, что также являлось препятствием для применения сварки.

В результате были загерметизированы 13 неплотностей общей длиной 2,9 м. Время выполнения работ – 30 дней, включая испытания оборудования.

Работы по восстановлению герметичности ББЗ 1-го энергоблока были выполнены в 2010 году. В 2011 году после года работы реактора на мощности был выполнен повторный телевизионный визуальный контроль, который подтвердил отсутствие протечек.

ПЕРСПЕКТИВЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОБЛОКОВ С РЕАКТОРАМИ РБМК-1000

Европин С.В., Юрманов В.А., Белоус В.Н., Григорович С.М., Юрманов Е.В.
ОАО «НИКИЭТ», Москва

Введение

В настоящее время на Ленинградской, Курской и Смоленской АЭС эксплуатируются 11 энергоблоков с кипящим канальным уран-графитовым реактором РБМК-1000.

На российских кипящих реакторах отрабатывались различные водно-химические режимы (ВХР) [1]. На основании накопленного опыта главным конструктором реакторов РБМК ОАО «НИКИЭТ» был принят нейтральный бескоррекционный ВХР для основного технологического контура охлаждения реакторов РБМК-1000 [2]. В течение 35 летнего периода эксплуатации данных реакторов ВХР совершенствовался с целью минимизации процессов коррозии, снижения накопления радиоактивных отходов, повышения надежности работы топлива [3]. При этом учитывался накопленный опыт совершенствования ВХР, как на кипящем реакторе ВК-50, так и на зарубежных кипящих реакторах типа BWR.

1. Способы совершенствования водно-химического режима кипящих реакторов

После обнаружения в 1996-1997 г. на АЭС с РБМК дефектов в сварных соединениях (СС) аустенитных трубопроводов контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ), развивающихся по механизму межкристаллитного коррозионного растрескивания (МКРПН) выполнен комплекс исследований по изучению причин растрескивания и разработке мероприятий с целью их предотвращения. Согласно анализу результатов экспериментальных исследований и опыту эксплуатации зарубежных кипящих корпусных реакторов (BWR), где массовое растрескивание сварных соединений было обнаружено значительно раньше, МКРПН возникает только в случае неблагоприятного сочетания трех факторов, включая сенсибилизацию металла сварного соединения, растягивающие напряжения и коррозионную агрессивность водной среды [4].

На АЭС с BWR для устранения влияния последнего из вышеуказанных факторов при решении проблемы МКРПН реализован ряд химико-технологических усовершенствований, включая повышение чистоты теплоносителя, расширение программ химического контроля, внедрение предпусковой деаэрации теплоносителя, создание систем автоматического химического контроля и коррозионного мониторинга, а также коррекционная обработка теплоносителя водородом, цинком, благородными металлами и др.

В 2000-2002 г. в рамках программы МАГАТЭ по проблеме МКРПН трубопроводов Ду300 реакторов РБМК рабочей группой экспертов с участием специалистов Германии, США, Японии, Швеции, представителей НИКИЭТ, ВНИПИЭТ, ВНИИАЭС, Ростехнадзора, а также всех АЭС с РБМК выполнен анализ влияния ведения ВХР на МКРПН сварных соединений трубопроводов КМПЦ. В качестве рекомендаций по совершенствованию ВХР на основе западного опыта экспертами МАГАТЭ предложено: повысить чистоту теплоносителя, минимизировать содержание коррозионно-агрессивных примесей меди, хлоридов, сульфатов, а также рассмотреть целесообразность дозирования водорода, цинка и благородных металлов в теплоноситель РБМК [5]. При последующем пересмотре норм ВХР АЭС с РБМК-1000 введены дополнительные требования к качеству теплоносителя, в частности, снижен предельный уровень удельной электрической проводимости воды КМПЦ до 0,3 мкСм/см и концентрации железа до 10 мкг/дм^3, введены контрольные уровни концентраций сульфат-иона и нитрат-иона, а также для удельной активности ряда радионуклидов, включая активированные продукты коррозии.

Внедрение водородного ВХР для ослабления процессов МКРПН на АЭС с РБМК сложно для этого необходимо крайне жестко ограничить концентрацию примеси меди в теплоносителе (менее 0,5 мкг/дм^3). Это практически недостижимо из-за использования на энергоблоках РБМК-1000 трубных систем конденсаторов турбин и охладителей эжекторов из медных сплавов. Обработка контура охлаждения кипящего реактора благородными металлами эффективна в условиях ведения водородного ВХР.

На рисунке 1 представлена хронология внедрения дозирования цинка, водорода и благородных металлов в теплоноситель BWR корпорации Дженерал Электрик. Как показывает анализ опыт зарубежных АЭС с кипящими реакторами, применяемый до настоящего времени на АЭС с РБМК нейтральный бескоррекционный ВХР практически не используется за рубежом. Применение водородного ВХР эффективно для устранения МКРПН на большей части BWR, но все более ограничивается ввиду таких побочных негативных последствий, как ухудшение радиационной обстановки. Внедрение дорогостоящей обработки контуров теплоносителя BWR благородными металлами позволило значительно уменьшить необходимую дозировку водорода и ее негативные последствия. В силу особенностей конструкции на ряде BWR, например, Siemens/KWU дозирование водорода практически не возможно, поэтому решение проблемы МКРПН достигалось другими способами. Практически на всех BWR используется дозирование цинка за исключением энергоблоков с трубными системами конденсаторов из латуни, на которых цинк поступает в теплоноситель вследствие коррозии.

2. Опыт применения дозирования цинка в теплоноситель кипящих реакторов

В данном докладе основное внимание уделено рассмотрению целесообразности применения дозирования цинка в теплоноситель реакторов РБМК-1000 с точки зрения его влияния на процессы МКРПН СС аустенитных трубопроводов КМПЦ.

Дозирование цинка в теплоноситель зарубежных реакторов BWR и реакторов с водой под давлением (PWR) осуществляется в основном для решения двух задач:

- снижения выноса продуктов коррозии и, тем самым, улучшения радиационной обстановки;
- замедления процесса развития МКРПН.

В 1980-х г. из-за массовых случаев МКРПН трубопроводов циркуляции BWR США, Японии, Швеции и

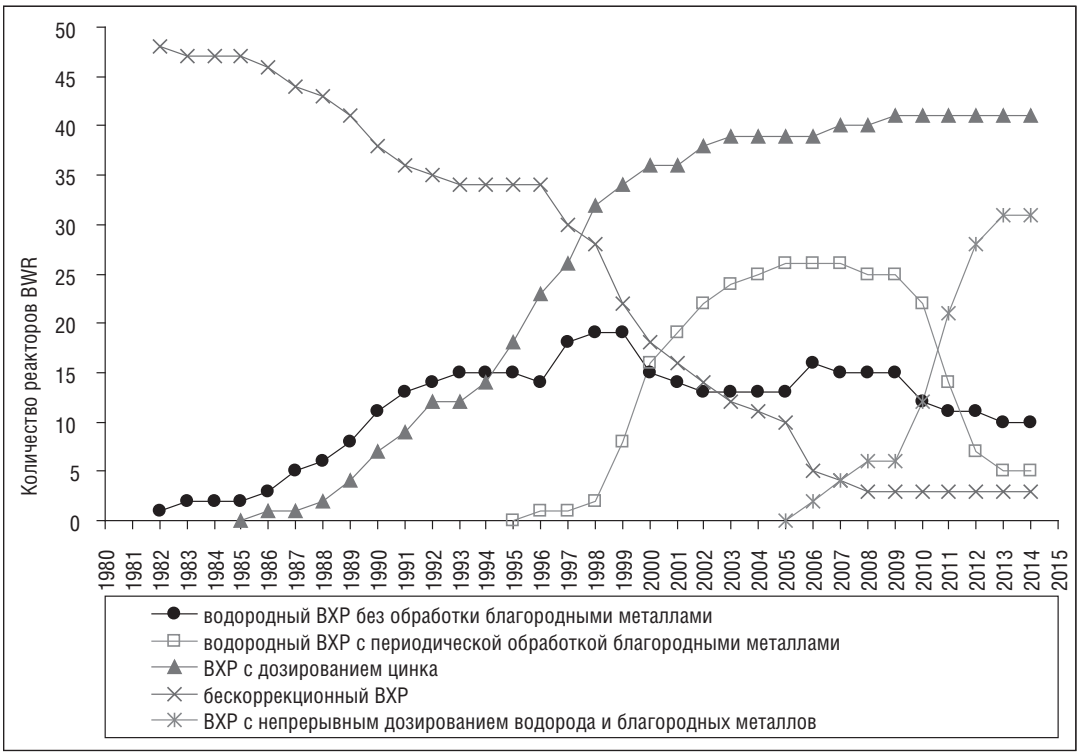


Рис. 1. Динамика внедрения технологий обработки теплоносителя реакторов BWR корпорации Дженерал Электрик цинком, водородом и благородными металлами

других стран приходилось вынужденно останавливать энергоблоки на длительное время для выполнения инспекций и ремонта, что приводило не только с экономическими потерями, но и со значительными дозозатратами персонала. При анализе условий эксплуатации BWR была выявлена сравнительно меньшая повреждаемость по причине МКРПН и более благоприятная радиационная обстановка на энергоблоках с трубными системами теплообменников и конденсаторов турбин, выполненных из цинкосодержащего материала - латуни. В 1988 г. в США запатентована и быстро распространилась в мировом масштабе технология дозировки цинка в теплоноситель GEZIP™, что втрое уменьшило радиационные поля за счет вытеснения из поверхностных оксидных пленок дозоопределяющих радионуклидов кобальта [6-9]. При этом наряду с общим указанным улучшением радиационной обстановки отмечено постепенное повышение вклада в радиационные поля изотопа цинка ^{64}Zn, у которого γ-постоянная вчетверо меньше по сравнению с изотопом ^{60}Co. За счет исключения генерации ^{65}Zn достигается снижение радиационных полей ещё на 25%, в связи с чем в США запатентовано усовершенствование технологии дозирования цинка, обедненного по изотопу ^{64}Zn, доля которого в природной смеси составляет ~48%. В 1990 г. корпорация Дженерал Электрик обратилась с предложением о закупке в СССР обедненного цинка в большом количестве (до 1 т/год). С 1990 г. обедненный цинк отечественного производства применяется на многих зарубежных АЭС, что способствует уменьшению облучаемости персонала, снижению скорости коррозионного растрескивания реакторного оборудования и трубопроводов из аустенитных сталей, а также обеспечивает возможность продления сроков службы (ПСС) отдельных компонентов и блоков в целом.

На большинстве BWR более 25 лет последовательно внедрялась и до сих пор успешно применяется технология дозирования микродобавок цинка в теплоноситель, причем в США основной целью было подавление процессов коррозии аустенитных сталей и никелевых сплавов, а в большинстве европейских стран основное внимание уделялось улучшению радиационной обстановки и снижению дозозатрат.

По опыту зарубежных АЭС дозирование цинка обеспечивает не только улучшение радиационной обстановки и замедление процесса МКРПН, но и может способствовать уменьшению толщины отложений продуктов коррозии на оболочках твэлов.

3. Опыт дозирования цинка для борьбы с коррозионным растрескиванием

Результаты экспериментальных исследований показывают, что присутствие цинка в водном теплоносителе (~5-50 мкг/дм^3) кипящих реакторов с трубными системами конденсаторов турбин и теплообменников, изготовленных из латуни с долей цинка 25-30%, обеспечивает повышение защитных свойств оксидных пленок [10].

С целью снижения повреждаемости оборудования и трубопроводов BWR по причине МКРПН в теплоноситель дозировался цинк с концентрацией от 10 до 50 мкг/дм^3.

Исследования ингибирующего влияния микродобавок цинка в воду высокой чистоты на процесс МКРПН аустенитных конструкционных материалов проведены П.Л.Андресеном и Т.М.Анджелио в исследовательском центре корпорации Дженерал Электрик в начале 1990-х годов [11]. Результаты расчетных и экспериментальных исследований в дальнейшем были использованы для

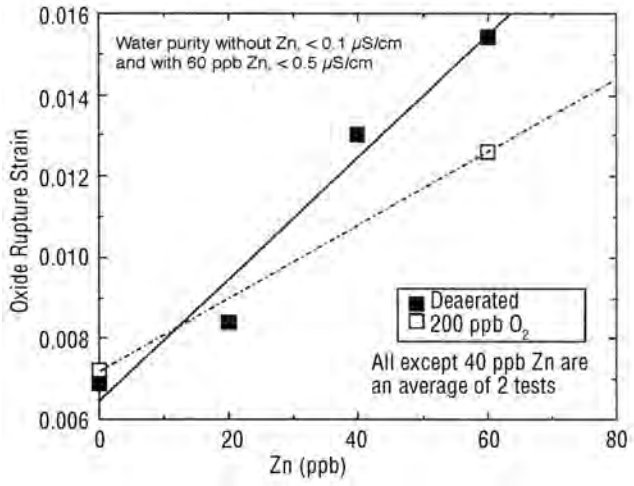


Рис. 2. Устойчивость защитной оксидной пленки на поверхности аустенитной стали к деформационному разрушению при температуре 288 °С в деаэрированой воде высокой чистоты и воде с концентрацией растворенного кислорода 200 мкг/дм³ в отсутствии цинка и с его добавками до концентраций от 20 до 60 мкг/дм³

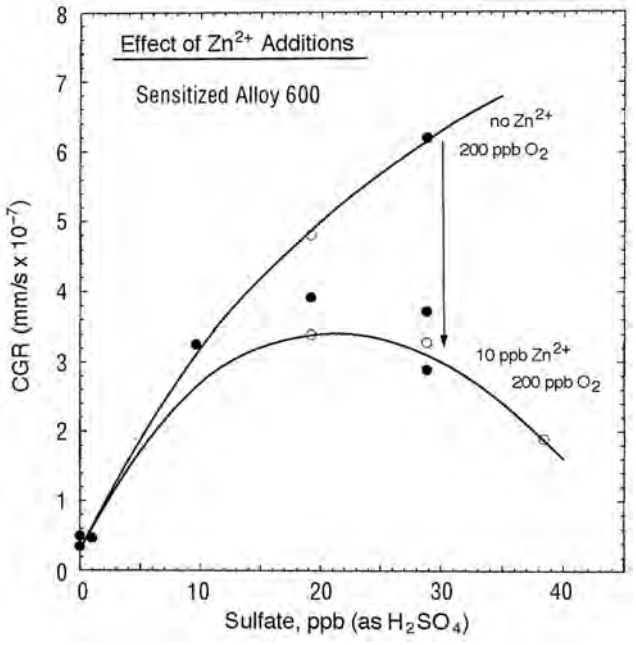


Рис. 3. Зависимость скорости роста трещин (мм/с $\times 10^{-7}$) в сплаве 600 в сенсибилизированном состоянии от концентрации сульфат-иона до 40 мкг/дм³ в отсутствии цинка и с его добавкой в воду до концентрации 10 мкг/дм³

обоснования внедрения дозирования цинка в теплоноситель не только BWR, но и PWR с целью снижения повреждаемости оборудования и трубопроводов по причине МКРПН.

Механизм ингибирующего влияния добавок оксида цинка на МКРПН объясняется с помощью модели скользящего растворения металла в вершине трещины. Присутствие цинка в водной среде приводит к качественному повышению защитных свойств оксидной пленки и увеличению скорости репассивации ювенильной поверхности металла в вершине трещины, образующейся при её скачкообразном развитии [11]. Деформационная стойкость защитной оксидной пленки на поверхности контакта с теплоносителем аустенитной стали увеличивается по мере роста концентрации цинка в водной среде или длительности экспозиции стали как в аэрированной, так и в деаэрированной воде высокой чистоты с добавками цинка при температуре 288°С (рисунок 2).

Повышение устойчивости защитной оксидной пленки на поверхности аустенитной стали и снижение скорости роста трещин в 1,2, 1,9 и 2,2 раза, соответственно, достигалось при введении цинка до концентраций 20, 40 и 60 мкг/дм³ в деаэрированную воду при экспозиции 42 ч. Двукратное снижение скорости роста трещин отмечалось и при меньшей концентрации цинка - 20 мкг/дм³, но при повышении времени выдержки стали в воде с ингибитором до 300 ч [11].

Наиболее коррозионно-опасными примесями теплоносителя являются кислород, хлориды, сульфаты и медь. К настоящему времени концентрация хлорид-иона в теплоносителе РБМК-1000 не превышает 1 **мкг/дм³, поэтому важным фактором является подавление МКРПН аустенитной стали в присутствии сульфат-иона.**

Согласно представленной на рисунке 3 экспериментальной зависимости скорости развития трещин (мм/с $\times 10^{-7}$) от концентрации сульфат-иона SO_4^{2-} (добавка серной кислоты, мкг/дм³) введение в воду 10 мкг/дм³ цинка обеспечивает подавление роста трещин МКРПН, инициированного присутствием сульфатов в воде с концентрацией растворенного кислорода 200 мкг/дм³ [11]. Присутствие цинка также снижает скорость МКРПН в сенсибилизированных коррозионно-стойких конструкционных материалах (сталь 304, сплавы марок 600 и 182) в воде при температуре 288 °С, содержащей 200 мкг/дм³ растворенного кислорода, даже в присутствии агрессивной примеси сульфатов. Фактор ингибирования МКРПН хромоникелевых сталей добавками цинка (до 100 мкг/дм³) при рабочих параметрах кипящих реакторов (288°С) составил ~3 даже в присутствии коррозионно-активных загрязнений – сульфатов с концентрацией 20 мкг/дм³. При этом электрохимический потенциал составлял 0 до 0,05 В (НВЭ) [12].

Фактор ингибирования МКРПН хромоникелевой стали марки 316 добавками цинка с концентрацией 20 мкг/дм³ при рабочих параметрах кипящих реакторов (288°С) составил 5,6 и 3,5 соответственно в условиях водородного и нормального ВХР [13].

Согласно рисунку 4 введение цинка обеспечивает минимальную скорость роста трещин в аустенитной стали как по сравнению с чистой водой, так и для воды с добавками хлоридов, меди и натрия. Данный эффект обеспечивается именно за счет формирования защитной пленки [14], поскольку он не сопровождается значительным снижением окислительного потенциала, как в случае дозирования водорода.

4. Перспективы внедрения дозирования цинка в теплоноситель РБМК

До настоящего времени на АЭС с РБМК не проводилась коррекционная обработка теплоносителя активными металлами. В связи с отличиями конструкционных материалов и особенностями технологической схемы КМПЦ опыт кипящих реакторов типа BWR не может быть механически перенесен на энергоблоки с реакторами РБМК-1000.

Для оценки возможности применения дозирования цинка необходимо использовать накопленный экспе-

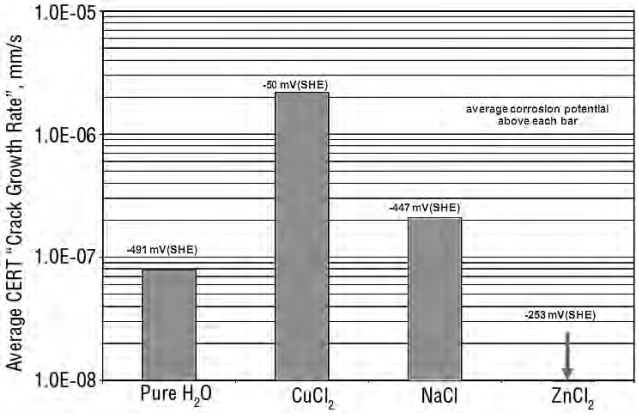


Рис. 4. Скорость роста коррозионных трещин (мм/с) в хромоникелевой стали при медленном растяжении при параметрах кипящего реактора в чистой воде (H_2O) и в растворах хлоридов меди ($CuCl_2$), натрия (NaCl) и цинка ($ZnCl_2$)

риментальный и эксплуатационный опыт. Совместимость присутствия цинка в водном теплоносителе с отечественными реакторными материалами, включая аустенитную хромоникелевую сталь марки 12Х18Н10Т и циркониевый сплав Э-110, подтверждается успешным опытом эксплуатации корпусного кипящего реактора ВК-50. В теплоносителе реактора ВК-50 с начала эксплуатации в 1965 году отмечались повышенные (до 150 мкг/дм^3) концентрации цинка вследствие коррозии латунных трубок конденсаторов и теплообменников. За 45-летний период эксплуатации ВК-50 отсутствовали проблемы коррозионного растрескивания сварных соединений циркуляционных трубопроводов из аустенитной стали. На реакторе ВК-50 проводились испытания конструкционных материалов ТВС РБМК, а также промышленная отработка совместимого ВХР. На основании положительных результатов длительной эксплуатации ВК-50 выполняется обоснование продления его срока эксплуатации до 60 лет. Положительный опыт ВК-50 планируется использовать для новых кипящих реакторов.

НИКИЭТ выполнил ряд теоретических и лабораторных исследований по отработке технологии дозирования цинка в теплоноситель РБМК. Согласно результатам проведенных исследований дозирование цинка в теплоноситель РБМК-1000 может быть использовано для достижения следующих целей:

- снижения скорости коррозии элементов контура теплоносителя из циркониевых сплавов и аустенитных сталей и уменьшения накопления радиоактивных продуктов коррозии, что обеспечит увеличение продолжительности фильтроциклов систем очистки теплоносителя и будет способствовать увеличению продолжительности межремонтного цикла энергоблока;
- уменьшения образования жидких радиоактивных отходов за счет снижения накопления радиоактивных продуктов и, как следствие, уменьшения количества дезактиваций КМПЦ;
- снижения мощности дозы излучения от трубопроводов и оборудования КМПЦ и уменьшение дозозатрат персонала АЭС при использовании обедненного цинка;

Применение дозирования цинка непосредственно после проведения контурной дезактивации может обеспечить столь значительное снижение скорости реактивации за счет формирования защитной оксидной пленки на поверхностях, что в процессе последующей эксплуатации это позволит исключить необходимость проведения контурных дезактиваций. Внедрение дозировки цинка на заключительном этапе эксплуатации позволит отказаться от проведения жестких химических контурных дезактиваций при выводе энергоблока из эксплуатации. Таким образом, внедрение дозирования цинка может обеспечить значительное сокращение количества жидких радиоактивных отходов.

ОАО «ГИ «ВНИПИЭТ» при поддержке ОАО «НИКИЭТ» разрабатывает методическое обеспечение для прогнозных расчетов скорости развития трещин в зависимости от конкретных условий в контуре циркуляции реактора РБМК-1000, включая присутствие различных добавок в теплоносителе.

Для максимального эффекта улучшения радиационной обстановки и снижения дозозатрат в процессе эксплуатации целесообразно использование обедненного по изотопу ^{64}Zn цинка, поскольку при этом исключается генерация радионуклида ^{65}Zn. Обедненный цинк высокой чистоты производится на предприятиях Росатома с 1990 года и экспортируется для коррекционной обработки теплоносителя реакторов BWR и PWR .

Результаты выполненного ОАО «НИКИЭТ» анализа качества производимого предприятиями Росатома оксида обедненного цинка показали, что его дозирование в теплоноситель реакторов РБМК-1000 не приведет к заметному повышению концентрации вредных примесей и ухудшению показателей качества теплоносителя.

В отличие от реактора ВК-50 в реакторах РБМК-1000 применяются канальные трубы, которые изготовлены из циркониевого сплава марки Э-125. Для проверки совместимости сплава Э-125 с добавками цинка в теплоноситель НИКИЭТ были выполнены автоклавные коррозионные испытания образцов из канальной трубы со штатной термомеханической обработкой поверхности. Сначала коррозионные испытания образцов проводились в воде, соответствующей качеству теплоносителя при работе РБМК-1000. Затем в эту воду вводился цинк до концентрации 20 мкг/дм^3, что обеспечило значимое снижение скорости окисления циркониевого сплава.

Модельные представления о механизме воздействия цинка в теплоносителе на зарождение и развитие межкристаллитных трещин в аустенитных сталях могут быть использованы для оценки скорости развития трещин по механизму МКРПН трубопроводов КМПЦ. Согласно результатам зарубежных экспериментальных исследований при концентрациях цинка 20–50 мкг/дм^3 повышается уровень напряжений, необходимый для разрушения пассивной пленки на поверхности металла в контакте с теплоносителем, а также увеличивается скорость репассивации коррозионно-стойкой стали. По предварительным оценкам эти два фактора могут обеспечить повышение стойкости МКРПН при ведении нейтрального ВХР применительно к энергоблокам РБМК-1000.

Согласно результатам выполненных ОАО «НИКИЭТ» автоклавных испытаний введение микродобавок цинка в теплоноситель РБМК-1000 обеспечит сокращение выноса в основной контур циркуляции продуктов коррозии углеродистых сталей в 4 раза и аустенитных сталей не менее чем в 2 раза.

Эти результаты согласуются с результатами сравнительных коррозионных испытаний для различных

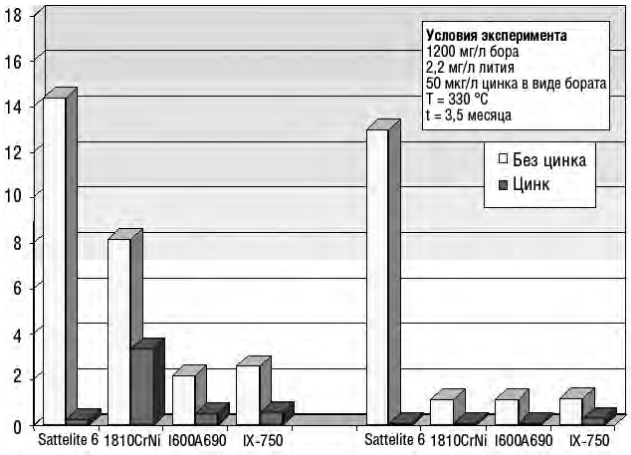


Рис. 5. Влияние дозирования цинка в воду до концентрации 50 мкг/дм^3 на скорость коррозии [(мг/сут*м^2] (слева) и вынос в воду (справа) продуктов коррозии для стеллита 6, хромоникелевой стали, инконеля 690 и инкалоя 750

конструкционных материалов, представленных на рисунке 5 [15].

Выводы

Учитывая положительный опыт влияния дозирования цинка на замедление процесса развития трещин по механизму МКРПН на зарубежных АЭС, а также положительный опыт эксплуатации реактора ВК-50 с повышенной концентрацией цинка в теплоносителе, целесообразно выполнить комплекс расчетно-экспериментальных работ для определения эффективности внедрения технологии дозирования цинка теплоноситель АЭС с реакторами РБМК-1000.

Список литературы

1. А.И.Забелин и др. Итоги 6 лет эксплуатации кипящего реактора в кислородном режиме. Труды Международной научно-технической конференции «Химия теплоносителей и физико-химические процессы АЭУ». Ленинград. 1984.

2. Ю.М.Черкашов и др. Канальный ядерный энергетический реактор РБМК. ГУП «НИКИЭТ». 2006.

3. В.Ф.Тяпков, Р.Б.Шарафутдинов. Состояние, основные проблемы и направления совершенствования ВХР АЭС. Атомные электрические станции. Полувековой юбилей. Сб. статей. Концерн «Росэнергоатом. 2004. 568 с.

4. IAEA-EBP-IGSCC Mitigation of IGSCC in RBMK reactors. Final report of the Programme`s steering committee. 2002.

5. IAEA Extrabudgetary Programme on Mitigation of Intergranular Stress Corrosion Cracking in RBMK Reactors. Final Report of Working Group 4 on Water Chemistry and Decontamination. IAEA. Vienna, 2002.

6. В.Н.Белоус, А.А.Носков, И.А.Степанов. Водно-химический режим на АЭС с реакторами BWR при дозировании цинка. Атомная техника за рубежом. 1990. №4.

7. В.Н.Белоус, А.А.Носков и др. Повышение экологической безопасности кипящих реакторов РБМК путем инжекции цинка. Труды конгресса ассоциации коррозионистов ВАКОР «Защита-92», т. 4. Москва, 1992. - с.106-108.

8. В.А.Юрманов, В.Н. Белоус, А.Ф.Чабак, И.В.Пырков, Ю.П.Корчагин. Перспективы дозирования цинка в теплоноситель отечественных атомных станций. Труды 6 Международной научно-технической конференции концерна «Росэнергоатом» «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», Москва, 2008.

9. В.Н.Белоус, А.А.Носков, И.А.Степанов. Водно-химический режим на АЭС с реакторами BWR при дозировании цинка. Атомная техника за рубежом. 1990. №4.

10. Effect of Zinc In BWR and PWR/VVER on Activity Build-Up, IGSCC and Fuel Performance. Advanced Nuclear Technology International Europe AB, ANT International, 2010.

11. T.Angeliu, P.Andresen. Effect of Addition on Oxide Rupture Strain and Repassivation Kinetics of Iron-Based Alloys in 288ºC Water. Corrosion-NACE. V. 52. No. 1. 1996. P. 28-35.

12. S.Hettiarachchi at al. Influence of Zink Additions on the Intergranular Stress Corrosion Crack Initiation and Growth of Sensitized Stainless Steel in High Temperature Water. International Conference «Corrosion 95», NACE, Orlando, Fl., 1995. Paper 410.

13. P.Andresen. MRP/PWROG Briefing. NRC RES 5.30.2007.

14. B.M.Gordon, S.E.Garcia. Effect of two impurities and zinc on stress corrosion cracking of stainless steel and nickel alloys in BWR environments. International conference «Chemistry in Nuclear Power Plants» (NPC 2010). Quebec City, 2010.

15. O.W. Marble, R.L. Cowan. Status of Zinc Injection at US BWRs. JAIF International conference «Water chemistry in Nuclear Power Plants». Tokyo, 1988.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ БЛОКОВ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ С РЕАКТОРАМИ РБМК-1000 В 2010–2012 гг.

Даничева И.А., Хренников Н.Н.
ФБУ Научно-технический центр по ядерной и радиационной безопасности»
Малофеев В.М.
НИЦ «Курчатовский институт»

Завершающийся на реакторах РБМК-1000 переход на уран-эрбиевое топливо с обогащением 2,8 % и кластерные регулирующие органы КРО (сб.2399-01) позволил стабилизировать практически все наиболее важные нейтронно-физические характеристики активной зоны. Среди них – поддержание парового коэффициента реактивности в рамках эксплуатационного диапазона 0,3-0,8 βэф, увеличение средней энерговыработки до ~ 15 МВт сут/кг U, возможность выгрузки ДП, существенное (до значений менее 1,0 βэф) снижение положительного эффекта обезвоживания контура охлаждения СУЗ.

Прогнозные оценки изменения нейтронно-физических и теплогидравлических характеристик РБМК-1000 при работе реактора на повышенной мощности, приведенные в прошедших экспертизу обосновывающих материалах концерна «Росэнергоатом», получены с помощью крупно-сеточных диффузионных программ SADCO, STEPAN и ТРОЙКА. Как показывает опыт, такие диффузионные модели в ряде случаев, особенно при наличии перекосов мощности при неоднородной загрузке, характерной для РБМК-1000, не позволяют описать с достаточной точностью распределение энерговыделения в реакторе. Поэтому представляется важным получение оценок параметров РБМК-1000 на основе кодов улучшенной оценки, свободных от указанных недостатков.

Целью работы является анализ опытно-промышленной эксплуатации энергоблоков РБМК-1000, включающий уточнение прогнозных значений нейтронно-физических и теплогидравлических характеристик реакторов, анализ эффективности комплексной системы управления и защиты, анализ соблюдения эксплуатационных пределов и пределов безопасной эксплуатации. Для достижения поставленных целей авторами выполнены расчетные исследования на базе программ-

ного комплекса улучшенной оценки BARS для РБМК-1000 [1]. С помощью программы BARS был проведен анализ поведения нейтронно-физических характеристик реакторов РБМК-1000 энергоблоков Курской и Ленинградской АЭС в процессе эксплуатации в течение двух с половиной лет (2009-2011гг.), значительная часть из которых захватывает период опытно-промышленной эксплуатации энергоблоков на повышенной до 105% мощности.

При анализе основное внимание было уделено соблюдению проектных пределов для наиболее значимых для безопасности энергоблоков параметров: максимальная мощность канала, оперативный запас реактивности, подкритичность холодного разотравленного реактора, коэффициент радиальной неравномерности в подкритическом состоянии. Одновременно с этими параметрами анализировалась погрешность определения поканального радиального распределения энерговыделения (мощности) при использовании стандартной процедуры «натяжки» на показания внутриреакторных датчиков. Отметим, что при переводе расчетных значений оперативного запаса реактивности, выраженных в абсолютных единицах или в βэф, в более привычные оперативному персоналу АЭС эффективные стержни РР в программе BARS используется расчетное значение средней эффективности одного стержня РР. Эта средняя эффективность одного стержня изменяется в зависимости от конкретной загрузки активной зоны.

Курская АЭС

Энергоблок № 1

Для энергоблока № 1 были проанализированы 20 состояний, начиная с января 2009 года по март 2011 года. Весь указанный период блок эксплуатировался на повышенной до 105% мощности в рамках опытно-промышленной эксплуатации. В табл. 1 приведены основные нейтронно-физические параметры, полученные расчетом по программе BARS.

Как следует из табл.1, за весь проанализированный период:

1. Максимальная мощность ТК при работе на повышенной мощности находилась вблизи значения 3,0 МВт и в 2010 и 2011 году превышала это значение, достигая значения 3,2 МВт.

2. Подкритичность холодного разотравленного реактора сохранялась на уровне ~ 3% с небольшими колебаниями. Минимальная подкритичность (2,6%) зафиксирована в апреле 2009 года.

3. В течение того же периода времени энергоблок эксплуатировался в рамках регламентного диапазона, выраженного в эффективных стержнях (43-48 ст. РР).

4. Коэффициент радиальной неравномерности холодного разотравленного реактора практически за весь исследуемый период, за исключением середины 2009 года, превышал, а в ряде случаев значительно, регламентное значение 3,5.

Энергоблок № 2

Для энергоблока № 2 Курской АЭС было проанализировано 18 состояний за период с марта 2009 по апрель 2011 гг. Весь этот период блок эксплуатировался на повышенной до 105% мощности в рамках опытно-промышленной эксплуатации. В табл. 2 приведены основные нейтронно-физические параметры, полученные расчетом по программе BARS.

Таблица 1. Результаты расчетного анализа параметров энергоблока № 1 КуАЭС

№	Дата	Мощн., МВт	Макс. мощн. ТК, МВт	Подкр. хол. %	Кг хол.	ОЗР, βэф	ОЗР, эф.ст. РР
1	11.01.2009	3221,3	3,1	3,1	5,23	4,83	46,3
2	02.02.2009	3248,2	2,9	3,1	4,53	4,66	44,9
3	03.02.2009	3256,0	2,9	2,7	12,70	4,82	46,3
4	02.03.2009	3230,2	3,0	2,9	11,20	4,62	44,6
5	01.04.2009	3222,1	2,9	2,6	12,30	4,98	46,8
6	07.04.2009	3218,3	3,0	2,7	12,60	4,82	45,4
7	01.07.2009	3257,6	3,0	3,2	5,17	4,82	44,5
8	03.08.2009	3247,5	3,0	3,2	3,98	4,94	45,7
9	01.09.2009	3193,8	2,9	3,1	3,55	4,90	45,0
10	08.06.2009	3208,3	3,0	2,9	8,80	5,32	48,9
11	01.02.2010	3304,2	3,0	3,0	4,29	4,45	42,4
12	01.03.2010	3373,9	3,1	2,7	4,47	4,91	46,2
13	15.06.2010	3325,8	3,1	3,1	2,87	4,99	44,6
14	01.07.2010	3322,9	3,2	3,1	3,20	4,60	41,9
15	01.10.2010	3350,0	3,2	3,2	3,15	4,82	43,7
16	01.11.2010	3347,4	3,2	3,1	3,12	4,65	42,5
17	01.12.2010	3368,7	3,1	3,2	2,52	4,63	42,0
18	11.01.2011	3320,8	3,1	2,9	3,07	4,95	45,0
19	01.02.2011	3333,4	3,2	2,7	5,71	4,75	44,5
20	16.02.2011	3305,6	3,1	2,7	4,45	4,86	45,0
20	01.03.2011	3300,6	3,1	2,7	4,72	5,00	45,3

Таблица 2. Результаты расчетного анализа параметров энергоблока № 2 КуАЭС

№ п/п	Дата	Мощн., МВт	Макс. мощн. ТК, МВт	Подкр. хол. %	Кг хол.	ОЗР, βэф	ОЗР, эф.ст. РР
1	02.03.2009	3233,9	2,98	2,50	4,97	4,90	47,2
2	01.04.2009	3221,2	2,98	2,70	4,50	4,72	45,7
3	31.07.2009	3214,4	2,97	2,60	4,60	4,54	44,4
4	03.08.2009	3225,8	3,04	2,66	4,64	4,54	44,3
5	15.10.2009	3203,2	3,04	2,72	4,86	4,43	43,2
6	11.01.2010	3222,2	3,00	2,78	5,79	4,15	41,0
7	01.02.2010	3222,2	3,10	2,85	4,99	4,15	40,9
8	01.03.2010	3090,8	2,89	2,87	5,27	4,12	41,0
9	01.06.2010	3200,4	3,02	2,79	6,47	4,31	42,8
10	01.07.2010	3252,5	3,15	2,60	5,63	4,24	42,5
11	02.08.2010	3224,9	3,13	2,88	5,40	4,14	41,0
12	01.09.2010	3289,9	3,24	2,79	7,56	4,04	40,4
13	01.10.2010	3329,9	3,16	2,76	6,83	4,08	40,8
14	01.11.2010	3370,9	3,19	2,60	6,70	4,10	40,9
15	01.12.2010	3363,4	3,17	2,78	5,42	4,10	40,3
16	01.02.2011	3330,5	3,14	2,62	6,61	4,18	40,5
17	01.03.2011	3304,5	3,20	2,84	5,56	4,16	40,1
18	01.04.2011	3294,4	3,12	2,69	6,72	3,97	38,9

Как следует из табл. 2, за весь проанализированный период:

1. Максимальная мощность канала при работе на повышенной мощности находилась вблизи значения 3,0 МВт и с середины 2010 года стабилизировалась вблизи значения 3,2 МВт.

2. Подкритичность холодного разотравленного реактора сохранялась на уровне менее 3% с небольшими колебаниями. Минимальная подкритичность (2,5%) зафиксирована в марте 2009 года.

3. Оперативный запас реактивности в тот же период времени находился в регламентном диапазоне (43–48 эф.ст. РР) вблизи его верхней границы, однако, начиная с января 2010, энергоблок работал за пределами нижнего регламентного значения (43 ст. РР).

4. Коэффициент радиальной неравномерности холодного разотравленного реактора за весь период превышал регламентное значение 3,5, однако таких резких колебаний Kr, как на энергоблоке № 1 Курской АЭС, отмечено не было.

Энергоблок № 3

Для энергоблока № 3 Курской АЭС было проанализировано 18 состояний за период с февраля 2009 по апрель 2011 гг. В течение этого периода блок эксплуатировался на номинальной мощности, поскольку для энергоблоков второй очереди (№ 3 и № 4 КуАЭС) решение об опытно-промышленной эксплуатации на повышенной до 105% мощности принято не было. В табл. 3 приведены основные нейтронно-физические характеристики, полученные по программе BARS.

Таблица 3. Результаты расчетного анализа параметров энергоблока № 3 Курской АЭС

N п/п	Дата	Мощн., МВт	Макс. мощн. ТК, МВт	Подкр. хол. %	Kr хол.	ОЗР, βэф	ОЗР, эф.ст. РР
1	02.02.2009	3208,3	**3,14**	4,08	3,86	3,4	36,7
2	10.02.2009	3207,0	3,04	4,20	3,52	3,28	35,4
3	02.03.2009	3229,8	3,13	4,05	2,39	3,35	36,3
4	01.04.2009	3211,0	3,06	3,95	2,75	3,43	37,1
5	22.04.2009	3216,1	3,05	3,72	4,00	3,62	39,2
6	04.05.2009	3229,3	2,99	3,85	2,81	3,85	41,0
7	01.06.2009	3247,2	3,00	3,93	3,36	3,41	36,7
8	01.07.2009	3224,7	2,98	3,91	4,00	3,5	37,4
9	01.09.2009	3260,5	3,04	3,71	3,47	3,45	38,6
10	01.04.2010	3183,9	2,97	3,76	3,05	3,64	39,0
11	01.06.2010	3199,2	2,92	3,90	2,92	3,65	38,9
12	22.10.2010	3201,9	2,95	3,84	2,81	3,85	41,0
13	01.11.2010	3211,3	2,96	3,80	3,01	3,74	40,2
14	01.12.2010	3194,7	3,05	3,94	3,02	3,72	39,7
15	11.01.2011	3199,4	3,04	3,87	2,41	3,72	39,8
16	01.02.2011	3194,3	3,02	3,84	3,77	3,63	39,5
17	01.03.2011	3209,0	2,92	3,85	2,41	3,59	38,9
18	01.04.2011	3192,4	2,91	3,86	2,99	3,63	39,3

Как следует из табл.3, за весь проанализированный период:

1. Максимальная мощность канала при работе на повышенной мощности находилась вблизи значения 3,0 МВт, но значимо превысило это значение лишь дважды (в феврале и марте 2009 г.). Для всех остальных проанализированных состояний с учетом погрешности расчета можно констатировать, что эксплуатационный предел 3,0 МВт превышен не был.

2. Подкритичность холодного разотравленного реактора за весь период была аномально высока (~4%), что связано с очень низким запасом реактивности.

3. За весь исследуемый период энергоблок работал с оперативным запасом реактивности ниже нижней границы регламентного диапазона 43 ст. РР.

4. Коэффициент радиальной неравномерности холодного разотравленного реактора за весь период практически не превышал регламентное значение 3,5.

Энергоблок № 4

Для энергоблока № 4 Курской АЭС было проанализировано 17 состояний за период с июля 2009 по апрель 2011 гг. Весь этот период блок эксплуатировался на 100% мощности. Решение об опытно-промышленной эксплуатации энергоблока № 4 на повышенной мощности не принималось.

В табл. 4 приведены основные нейтронно-физические параметры, полученные расчетом по программе BARS.

Таблица 4. Результаты расчетного анализа параметров энергоблока № 4 КуАЭС

№ п/п	Дата	Мощн., МВт	Макс. мощн. ТК, МВт	Подкр. хол. %	Kr хол.	ОЗР, βэф	ОЗР, эф.ст. РР
1	01.07.2009	3118,8	2,94	2,81	3,96	4,6	51,2
2	03.08.2009	3207,2	3,01	3,07	2,43	4,08	45,4
3	01.09.2009	3163,3	3,16	3,17	3,36	3,91	43,8
4	11.01.2010	3146,9	2,94	3,27	2,41	3,86	42,7
5	01.02.2010	3162,7	3,08	3,27	2,62	3,86	42,8
6	01.03.2010	3023,1	2,96	3,17	2,41	4,14	46,2
7	01.04.2010	3113,4	2,9	3,06	2,63	4,22	46,6
8	01.06.2010	3113,2	2,94	3,3	3,25	3,91	43,3
9	01.07.2010	3204,7	3,02	3,26	2,75	4,06	45,1
10	02.08.2010	3196,9	3,12	3,4	2,12	3,88	42,7
11	01.09.2010	3189,4	2,99	3,45	2,74	3,71	41,1
12	01.10.2010	3201	2,97	3,29	3,84	4,07	45,0
13	01.11.2010	3207,1	2,97	3,39	3,91	3,96	43,8
14	11.01.2011	3181,3	3,15	3,4	3,18	3,88	42,8
15	01.02.2011	3191,8	2,98	3,51	2,26	3,68	40,6
16	01.03.2011	3198,4	2,97	3,59	2,07	3,65	40,1
17	01.04.2011	3189,3	2,96	3,63	2,49	3,59	39,6

Как следует из табл.4, за весь проанализированный период:

1. Максимальная мощность канала при работе на номинальной мощности находилась в регламентных пределах вблизи регламентного значения 3,0 МВт. Значимое превышение регламентного значения (выше погрешности расчета) отмечено по одному разу в каждом из анализируемых годов.

2. Подкритичность холодного разотравленного реактора сохранялась на уровне более 3%, несмотря на завершение полного перехода на КРО, установка которых приводит к снижению подкритичности.

3. Оперативный запас реактивности за тот же период в основном находился в пределах регламентного диапазона (43–48 ст. РР). В 2009 году предел по ОЗР был превышен однажды (01.07.2009). Однако с февраля 2011 блок эксплуатируется с пониженным ОЗР (ниже нижней границы регламентного диапазона), и просматривается тенденция его дальнейшего снижения.

4. Коэффициент радиальной неравномерности холодного разотравленного реактора за весь период не превышал регламентное значение 3,5, а для ряда состояний его удалось поддерживать на уровне менее 2,5.

Это свидетельствует о высоком качестве перегрузок топлива на этом блоке.

Ленинградская АЭС

Энергоблок № 1

Для энергоблока № 1 Ленинградской АЭС были проанализированы 13 состояний за вторую половину 2010 г. и первую половину 2011 г. Этот период энергоблок работал на повышенной до 105% мощности.

В табл. 5 представлены расчетные значения основных параметров реактора энергоблока № 1, полученные по программе BARS.

Таблица 5. Результаты расчетного анализа параметров энергоблока № 1 Ленинградской АЭС

№ п/п	Дата	Мощность, МВт	Макс. мощн. ТК, МВт	Подкрит. (хол.), %	Кг в «хол.» подкритике
1	20.09.10	3283.2	3,09	1,27	13,47
2	04.10.10	3280.0	3,17	1,27	12,19
3	11.10.10	3302,2	3,18	1,12	12,81
4	22.11.10	3214,8	3,18	1,30	8,21
5	17.12.10	3285,1	3,08	1,00	10,92
6	17.01.11	3200,3	3,03	0,93	14,29
7	04.02.11	3213,9	3,03	1,20	13,34
8	07.02.11	3211,6	2,99	1,27	13,25
9	28.03.11	3214,1	2,92	1,48	10,33
10	18.04.11	3230,5	2,94	1,65	7,05
11	03.05.11	3196,1	3,07	1,63	6,77
12	11.05.11	3215,0	3,13	1,72	8,47
13	16.05.11	3179.9	3,04	1,91	5,00

Как следует из табл. 5, за весь проанализированный период:

1. Максимальная мощность канала при работе на номинальной мощности находилась в регламентных пределах вблизи регламентного значения 3,0 МВт. Значимое превышение регламентного значения (выше погрешности расчета) отмечено трижды в конце 2010 года и однажды в мае 2011.

2. Что касается подкритичности холодного разотравленного реактора, то весь анализируемый период энергоблок эксплуатировался с пониженным значением этого параметра.

3. Расчет ОЗР по программе BARS для энергоблока № 1 ЛАЭС не проводился.

4. Низкое значение подкритичности обусловлено высоким значением коэффициента радиальной неравномерности холодного разотравленного реактора.

Энергоблок № 2

Для энергоблока № 2 ЛАЭС были проанализированы 27 состояний, начиная с января 2009 по май 2011 гг. Весь этот период энергоблок эксплуатировался на повышенной до 105% мощности. Результаты анализа представлены в табл. 6.

Как следует из табл.6, за весь проанализированный период:

1. Максимальная мощность канала при работе на повышенной мощности в течение всего 2009 года превышала эксплуатационный предел 3,0 МВт. В 2010 превышения значения 3,0 МВт не наблюдалось. В начале 2011 года (январь-апрель) наблюдалось превышение значения 3,0 МВт, однако в мае 2011 года в пределах погрешности мощности сохранялась на уровне 3,0 МВт.

Таблица 6. Результаты расчетного анализа параметров энергоблока № 2 Ленинградской АЭС

№ п/п	Дата	Мощность, МВт	Макс. мощн. ТК, МВт	Подкрит. (хол.), %	Кг в «хол.» подкритике	ОЗР, βэф
1	12.01.09	3206,6	3,09	3,01	4,24	3,90
2	09.02.09	3225,6	3,16	3,02	6,50	4,09
3	12.05.09	3235,4	3,26	2,95	6,82	4,00
4	13.04.09	3218,1	3,18	2,98	7,58	3,93
5	22.06.09	3237,1	3,18	2,94	5,90	4,26
6	22.07.09	3244,8	3,14	2,90	6,01	4,03
7	31.08.09	3218,6	3,13	2,59	6,37	4,26
8	21.09.09	3257,0	3,17	2,65	4,53	4,07
9	19.10.09	3216,7	3,02	2,33	6,55	4,03
10	16.11.09	3201,3	3,00	2,26	7,14	4,10
11	21.12.09	3265,2	3,11	2,43	5,94	4,26
12	18.01.10	3226,2	2,98	2,61	5,88	4,14
13	15.02.10	3242,0	2,98	2,56	5,49	4,19
14	15.03.10	3253,1	3,02	2,45	6,99	4,28
15	19.04.10	3262,0	2,98	2,06	7,31	5,17
16	04.05.10	3225,6	2,93	2,50	6,96	4,33
17	15.06.10	3245,1	2,94	2,48	6,09	4,29
18	12.07.10	3238,1	2,92	2,37	4,12	4,90
19	16.08.10	3233,3	2,90	2,56	7,56	4,60
20	22.11.10	3207,6	2,99	2,69	6,08	4,55
21	13.12.10	3202,2	2,94	2,60	6,03	4,47
22	21.02.11	3206,2	3,07	2,16	12,75	4,26
23	14.03.11	3235,6	3,10	2,06	10,77	5,00
24	18.04.11	3227,2	3,14	2,36	7,03	5,00
25	03.05.11	3197,3	2,88	2,53	7,88	4,47
26	11.05.11	3244,8	2,96	2,42	6,06	4,34
27	16.05.11	3226,6	3,00	2,43	6,88	4,57

2. Что касается подкритичности холодного разотравленного реактора, то в течение всего анализируемого периода энергоблок эксплуатировался с подкритичностью менее 3%. Минимальное значение подкритичности, достигнутое в марте 2011 г., составило чуть более 2%. Предельные значения по подкритичности превышены не были.

3. Оперативный запас реактивности за тот же период в основном находился в пределах 0,39 – 0,43 βэф. Расчет в эффективных стержнях по программе BARS не проводился.

4. Весь проанализированный период энергоблок эксплуатировался с повышенным коэффициентом радиальной неравномерности холодного разотравленного реактора. Это связано с низким качеством перегрузок топлива и наличием «горячих» пятен в загрузке реактора.

Список литературы

1. Метод трехмерного моделирования выгорания и ксенонового переходного процесса в гетерогенном реакторе с учетом теплогидравлики (Программа BARS). Препринт ИТЭФ , 1991г.

Секция 1. **Безопасная и эффективная эксплуатация АЭС России**

Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт АЭС с ВВЭР, РБМК, БН, ЭГП-6

Техническое обслуживание и ремонт

ВНЕДРЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ЗАЦЕПЛЕНИЯ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТРАКТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КАНАЛОВ НА 1-м ЭНЕРГОБЛОКЕ ЛЕНИГРАДСКОЙ АЭС

Черников О.Г., Перегуда В.И., Федосовский М.Е., Кудрявцев К.Г., Ковалев С.М., Шмаков Л.В., Быстриков А.А., Петров А.А., Бурлаков Е.В, Жемчугов В.Г., Карась В.А., Долганов С.В., Харахнин С.Н., Александров Н.Г., Лавренов В.С.
Ленинградская АЭС, г. Сосновый Бор

Введение

В реакторной установке РБМК-1000 в качестве замедлителя и отражателя нейтронов используется графит. Графитовые блоки находятся внутри реакторного пространства, в блоках имеются отверстия для расположения технологических каналов и каналов системы управления защитой.

В конструкции реактора РБМК-1000 предусмотрено, что узел телескопического соединения фланца в сборе и верхнего тракта (ТСТ) обеспечивает компенсацию температурных взаимных перемещений графитовой кладки и опорных конструкций во время разогрева и расхолаживания реактора, а также изменение высоты кладки.

Одним из следствий радиационно-термического воздействия на графит кладки и деградации его свойств является изменение высоты графитовых колонн. Этот фактор непосредственно влияет на величину зацепления ТСТ. Сохранение зацепления ТСТ во всех режимах работы реактора является требованием, непосредственно влияющим на безопасность эксплуатации.

Сохранение зацепления ТСТ во всех режимах работы реактора является требованием, непосредственно влияющим на безопасность эксплуатации. Это связано с тем, что в случае расцепления ТСТ, например, во время расхолаживания энергоблока, при последующем разогреве фланец в сборе может упереться в торец верхнего тракта и не войти в зацепление с ним. В результате могут возникнуть дополнительные непроектные сжимающие и изгибающие усилия на графитовые блоки и технологический канал, что является недопустимым.

Ремонтные работы по восстановлению увеличению компенсирующей способности (увеличению величины зацепления ТСТ) ТСТ заключаются в установке стальных сегментов между верхней защитной плитой Сб.07 и верхним графитовым блоком. На 1, 2 энергоблоках Ленинградской АЭС в период массовой замены ТК была выполнена развальцовка нижнего конца верхнего тракта, с целью воспрепятствования расцеплению ТСТ. В настоящее время вопрос о работоспособности вальцовки остается открытым, так как на обоих энергоблоках были выявлены ячейки с расцепленным ТСТ.

Недостатком применяемого в настоящее время метода восстановления компенсирующей способности ТСТ (установка «вкладышей-компенсаторов») является необходимость извлечения (замены) технологического канала, что, в свою очередь, влечет значительные материальные затраты, в том числе из-за простоя энергоблока и приводит к увеличению твердых радиоактивных отходов.

Создание альтернативной технологии восстановления ТСТ без замены ТК

В 2010 году ЗАО «Диаконт» выполнена научно- исследовательская работа (НИР) «Анализ возможности увеличения зацепления ТСТ реактора РБМК-1000 с помощью удлиняющих хомутов»

Результаты НИР подтвердили принципиальную возможность восстановления работоспособности ТСТ с помощью удлиняющих хомутов (Устройств).

На 1-м и 2-м энергоблоках Ленинградской АЭС узел ТСТ конструктивно выполнен в виде двух труб: нижней трубы – фланец в сборе и верхней трубы – верхний тракт, которая входит внутрь нижней трубы.

Основой предлагаемого способа является установка удлиняющих хомутов (Устройств) на нижние трубы ТСТ, что позволит увеличить величину зацепления труб ТСТ на 70 мм. Установку удлиняющих хомутов предполагается осуществлять с помощью робототехнических комплексов.

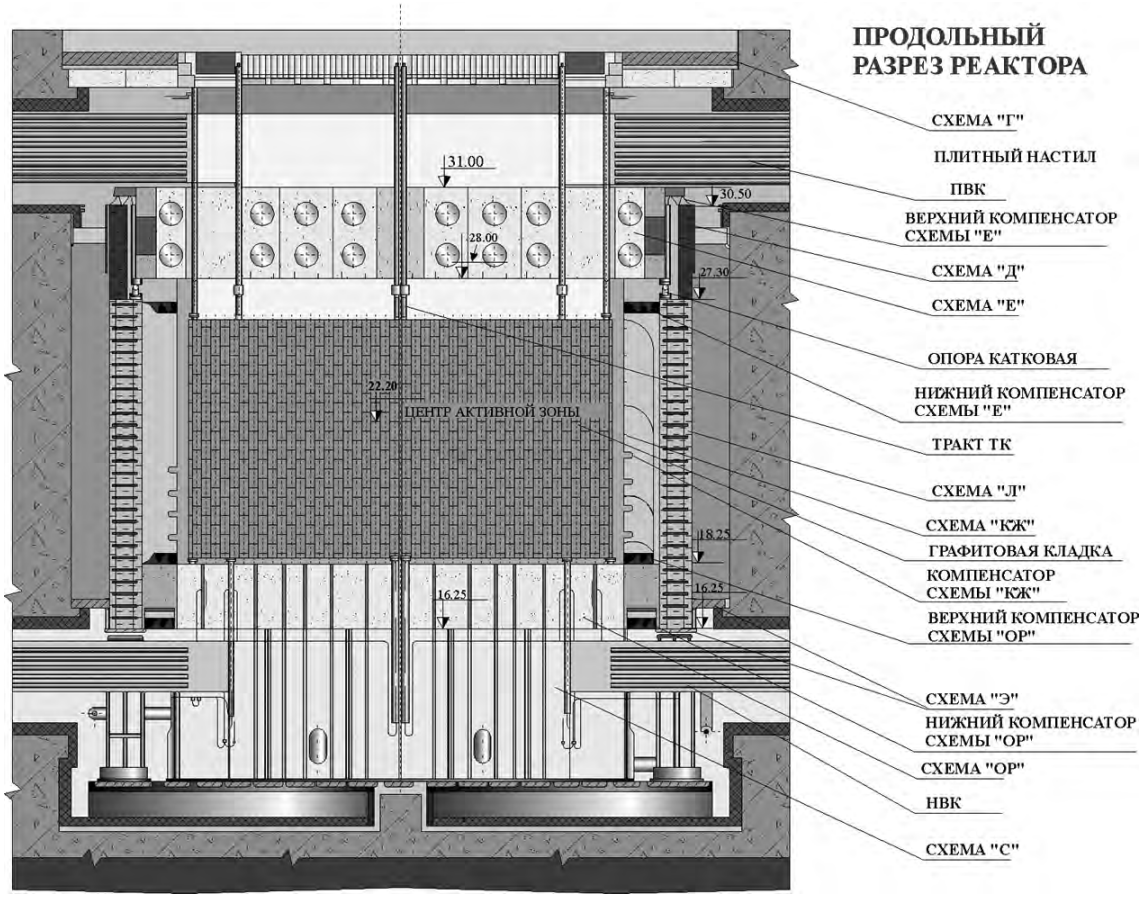


Рис. 1.



Проектное состояние ТСТ 225 мм – величина зацепления ТСТ в холодном состоянии, обеспечивающая 30 лет эксплуатации РУ.

Рис. 2. Восстановление ТСТ традиционным способом

В октябре 2010 года организована рабочая группа по созданию альтернативной технологии восстановления ТСТ без замены ТК. В рабочую группу вошли представители ЦА ОАО «Концерн Росэнергоатом», ЛЕНАЭС, НИЦ «Курчатовский институт», ОАО «НИКИЭТ», ЗАО «Диаконт».

Направления работы рабочей группы:

- создание конструкции Устройства, восстанавливающего величину зацепления ТСТ;
- создание робототехнического комплекса по доставке и монтажу Устройства;
- разработка рабочей документации и монтаж на Ленинградской АЭС полномасштабного стенда для отработки технологии восстановления ТСТ без замены ТК и обучения персонала;
- выполнение работ по обоснованию безопасности внедрения технологии восстановления ТСТ без замены ТК.

Создание устройства для восстановления ТСТ без замены ТК

В период с октября 2010 года по май 2011 года были выполнены научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию Устройства. Проведены ресурсные, заводские и приемочные испытания. Утверждена конструкция Устройства для восстановления величины зацепления ТСТ без замены ТК.

Устройство для восстановления величины зацепления ТСТ ИТЦЯ.301532.028 представляет собой разъемную конструкцию, состоящую из 2-х полухомутов,

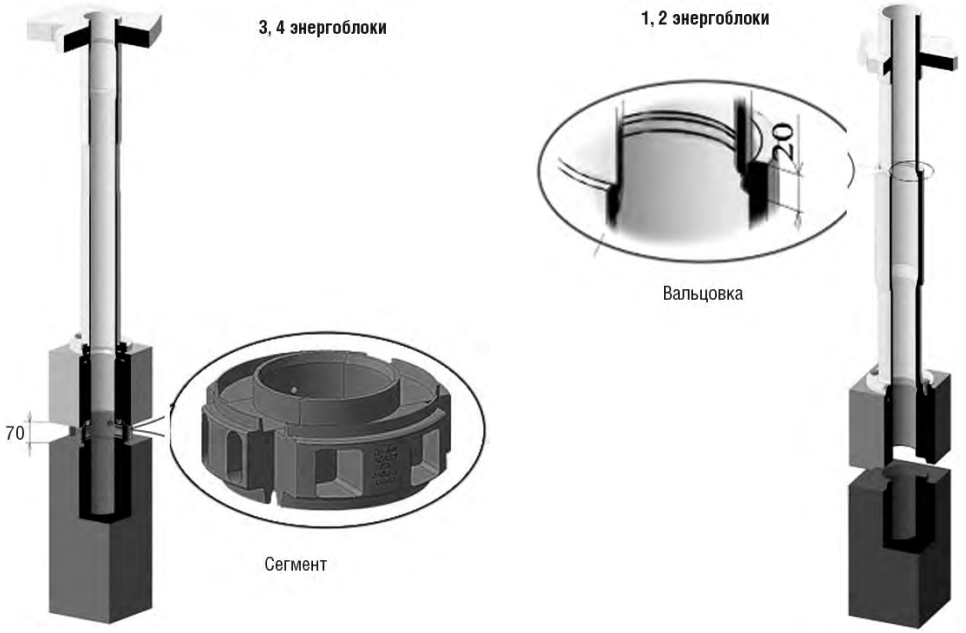


Рис. 3. Восстановление ТСТ в период массовой замены ТК

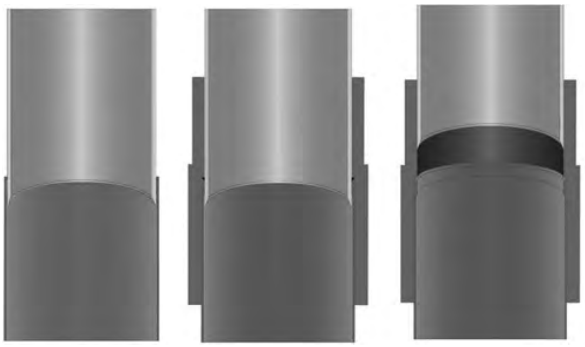


Рис. 4. Принцип восстановления ТСТ

соединенных между собой с помощью осевого шарнира с одной стороны и винтового соединения с другой.

Разъемная конструкция обеспечивает возможность доставки Устройства к месту его монтажа на поверхность тракта ТК. Фиксация Устройств на трубах ТСТ осуществляется с помощью фиксирующих полуколец.

Крепеж Устройства на трубе фланца в сборе осуществляется путем стягивания прижимных планок полухомутов с помощью 2-х винтов с контролем момента затяжки. Для предотвращения самопроизвольного откручивания винтов предусмотрена их фиксация с помощью стопорных шайб.



Рис. 5.

Создание робототехнического комплекса для доставки и монтажа устройства на трубу ТСТ

В период с октября 2010 года по июль 2011 года были выполнены научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию робототехнического комплекса для доставки и монтажа Устройства на трубу ТСТ (РТК-ТСТ). Проведены заводские, приемочные и натурные (в реакторном пространстве) испытания РТК-ТСТ.



Робот-установщик с раскрытым хомутом



Робот-доставщик с роботом-установщиком в транспортном положении

Рис. 6.

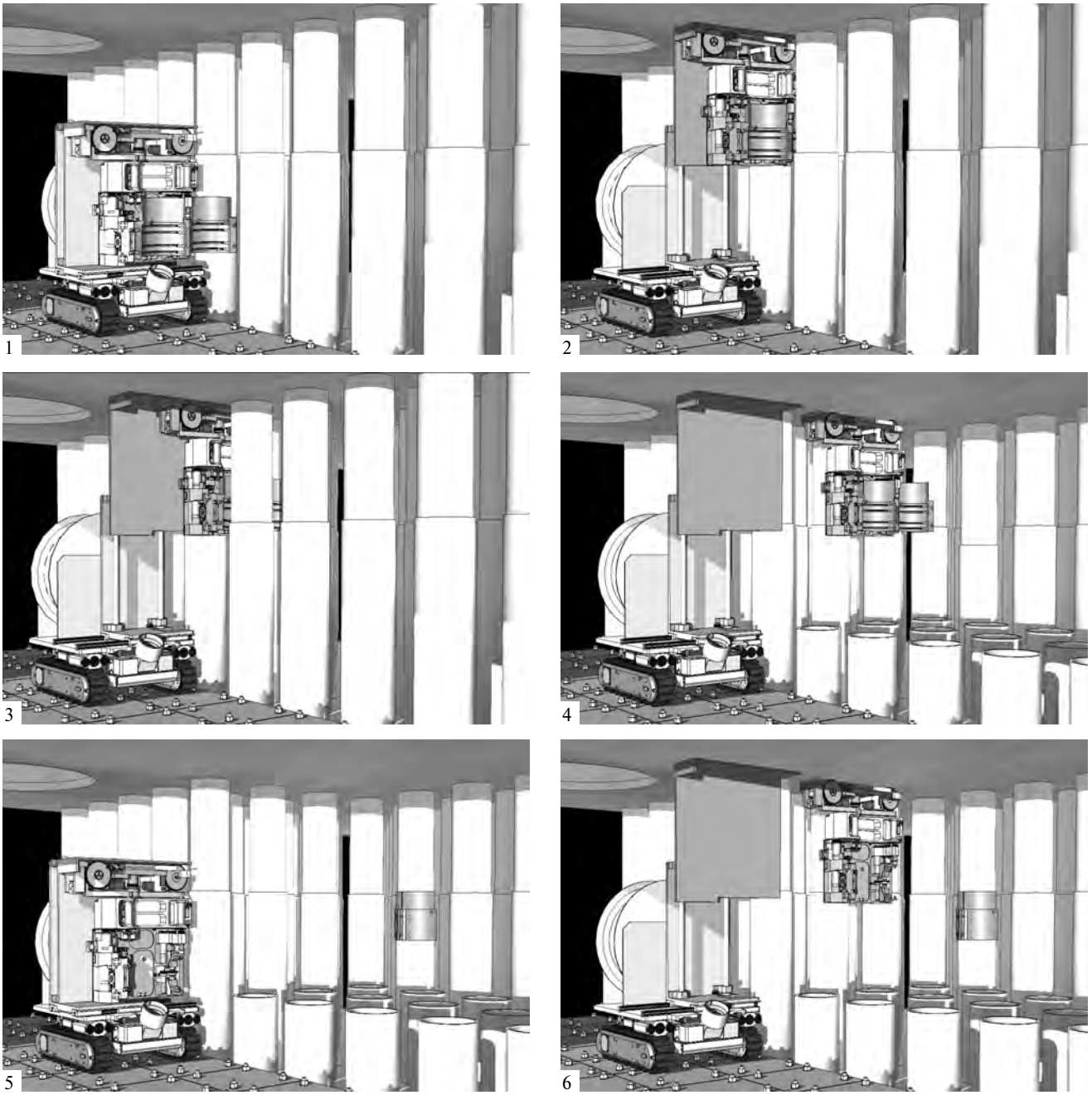
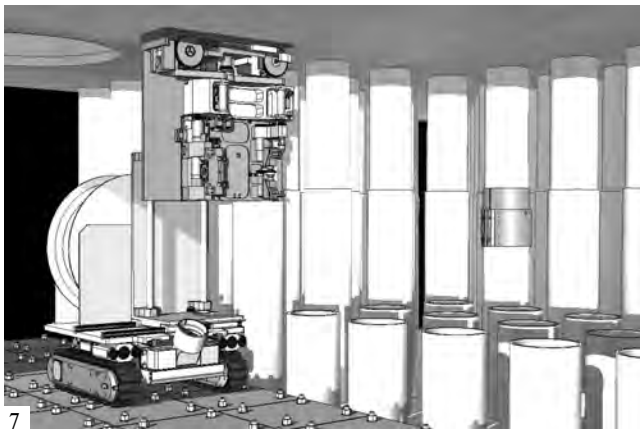


Рис. 7. Процесс установки Устройства на трубу ТСТ


7

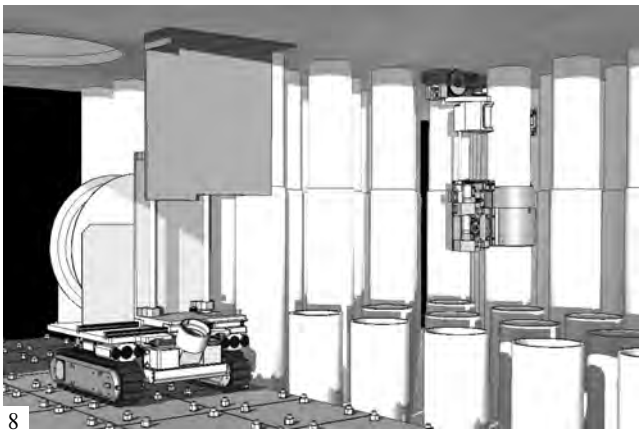

8

Рис. 7. *Окончание*

Через трубу ПГС загрузочная платформа вместе с роботами загружается в реакторное пространство.

Робот-доставщик съезжает с загрузочной платформы на кольцевой экран - отражатель и по командам оператора, поступающим от системы управления, перемещается к началу заданного ряда ТСТ. Перемещение робота контролируется с помощью встроенных радиационностойких ТВ камер.

Робот-доставщик доезжает до заданного ряда ТСТ (1).

Робот-доставщик поднимает установочную платформу с роботом - установщиком до упора ее в нижнюю поверхность плиты схемы «Е» (2).

Робот – установщик съезжает с установочной платформы робота – доставщика (3).

Робот – установщик связан с системой управления кабель - тросом.

Робот – установщик перемещается к восстанавливаемому ТСТ (4).

Робот – установщик опускает Устройство к месту монтажа. Устройство устанавливается на ТСТ (5).

Устройство крепиться на ТСТ при помощи винтов. После закрепления Устройства механизм установки робота - установщика возвращается в транспортное положение. Механизм опускания Устройства также возвращается в транспортное положение.

Процесс установки Устройства контролируется оператором с помощью телевизионных камер, установленных на роботе. Робот - установщик возвращается к месту его выгрузки (6), заезжает на установочную платформу робота-доставщика (7).

Робот - доставщик устанавливает платформу с роботом - установщиком в транспортное положение и возвращается на загрузочную платформу (8). Загрузочное устройство перемещает роботы с экрана-отражателя на пол центрального зала. На робот – установщик устанавливается следующее Устройство для восстановления очередного ТСТ.

Создание полномасштабного стенда

В период с февраля по май 2011 года была разработана рабочая документация, изготовление и монтаж на площадке Ленинградской АЭС полномасштабного стенда для отработки технологии восстановления ТСТ без замены ТК и обучения персонала. Разработаны атласы состояний схемы «Е» энергоблоков №№ 1, 2. Все обнаруженные дефекты поверхности учтены при разработке РТК и стенда.

1. Стенд имитирует часть объема РП, в следующих границах:

- по высоте: от нижней плиты схемы «Е» до защитной плиты Сб.07 включительно;
- по ширине: 36, 37 ряды по оси X в системе кодирования ряд-канал проекта РБМ-К Сб.01 Сх.1;
- по длине: с 10 по 67 ряд включительно по оси Y в системе кодирования ряд-канал проекта РБМ-К Сб.01 Сх.1;
- часть экрана – отражателя с примыкающими к нему трактами рабочих каналов, каналов охлаждения отражателя, каналов камер деления и температурного канала в пределах четвертой четверти реактора;
- с имитацией сборок реактора: нижней плиты сх. «Е», трактов технологических каналов и каналов СУЗ – РБМ-К Сб. 25-25, трактов температурных каналов – РБМ-К Сб. 09, трактов каналов охлаждения отражателя – РБМ-К Сб. 03, Сб. 23, защитных плит и экрана – отражателя – РБМ-К Сб.07.

2. Стенд воспроизводит часть проходки (1 метр от нижней плиты схемы «Е») сквозь схему «Е» коллектора ПГС.

3. Конструкция стенда позволяет имитировать полную темноту в РП.

4. Стенд воспроизводит особенности фактического состояния нижней плиты схемы «Е»:

5. Конструкция стенда позволяет имитировать ТСТ Курской и Смоленской АЭС.

Обоснование безопасности внедрения технологии восстановления ТСТ без замены ТК

В рамках обоснования безопасности внедрения альтернативной технологии восстановления ТСТ без замены ТК НИКИЭТ, совместно с НИЦ «Курчатовский институт» выпущены следующие отчеты:

- «Описание устройства и технологии восстановления ТСТ без замены ТК. Описание робототехнического комплекса по доставке и монтажу устройства. Требования к системе со стороны реакторной установки. Анализ основных технических решений с точки зрения их влияния на безопасность» № 411.006 ТС;
- «Оценка безопасности эксплуатации реакторной установки с установленным устройством ИТЦЯ 301532.028» № 411.113 От;





Рис. 8.

- «Оценка безопасности внедрения технологии восстановления ТСТ без замены ТК с использованием робототехнического комплекса ИТЦЯ.424321.000» № 411.114 От.

Разработана программа опытно-промышленной эксплуатации энергоблока №1 Ленинградской АЭС с восстановленными ТСТ по технологии без замены ТК № ЛЕНАЭС 1ПРГ-29К(04-07)2011.

Цель программы – проверка надежности и качества выполненных работ по восстановлению ТСТ без замены ТК, документирование результатов опытной эксплуатации ТСТ, комиссионное принятие решения о допуске энергоблока №1 Ленинградской АЭС в эксплуатацию со снятием с особого режима.

Задачи программы – контроль исправного состояния перед началом опытной эксплуатации, проверка методов контроля ТСТ в рамках опытной эксплуатации, проверка исправного состояния ТСТ по результатам опытной эксплуатации, документирование и анализ результатов опытной эксплуатации, принятие комиссионного решения о допуске в эксплуатацию.

Работы по восстановлению ТСТ выполнялись по программе ядерно-опасных работ «по восстановлению телескопических соединений трактов ТК с помощью робототехнического комплекса РТК-ТСТ на энергоблоке №1 Ленинградской АЭС» ЛЕН АЭС 1ПРГ-36К(3.8)2011.

20.07.2011 получено изменение №4 в условия действия лицензии № ГН-03-101-2249 от 18.01.2010 на эксплуатацию ядерной установки энергоблока №1 Ленинградской АЭС: «Предприятию разрешается проводить работы по восстановлению телескопических соединений трактов по технологии без замены ТК на реакторе энергоблока №1 Ленинградской АЭС. Количество устанавливаемых устройств для восстановления величины зацепления ТСТ не должно превышать 400 штук».

Внедрение технологии на энергоблоке №1 Ленинградской АЭС в 2011 году

В период КПР-2011 энергоблока №1 Ленинградской АЭС технология восстановления ТСТ без замены ТК была успешно внедрена.

Перед началом работ были выполнены подготовительные работы в ЦЗ-1:

- организация рабочих мест;
- развертывание робототехнического комплекса РТК-ТСТ в зале;
- монтаж удлинителя коллектора ПГС;
- перекрытие проема коллектора ПГС;
- организация работы со вскрытым контуром.

Перед началом работ был выполнен контроль ТСТ ячеек ТК, определен перечень ячеек для восстановления ТСТ.

Восстановление ТСТ (установка Устройств) выполнялось в период с 29.07.2011 по 14.10.2011. в течение 234 смен из которых Устройства устанавливались 101 смену, 44 смены (в основном ночные) выполнялись перегрузки, 89 смен – ремонт и профилактика роботов.

Восстановлено ТСТ 209 ячеек ТК по альтернативной технологии без замены ТК.

Наибольшее достигнутое количество установленных Устройств – 10 штук в сутки.

Средняя производительность 6,2 Устройства в сутки.

К выполнению работ было привлечено:

- операторы РТК – 10
- административный персонал – 13
- технические специалисты – 35

Общая численность – 58 человек

При выполнении работ выявлены дефекты РП:

- увеличенное расстояние между экраном-отражателем и схемой «Е», связанное с вертикальной усадкой графита;
- наличие приваренных платиков на поверхности схемы «Е»;
- наличие кольца под проходкой ПГС;
- поперечная волнистость схемы «Е»;
- капли сварки на поверхности схемы «Е»;
- наличие наклоненых трактов ТК.

Для преодоления дефектов РП было выполнено:

- модернизация робота-доставщика;
- изготовление спец.инструмента и оснастки для аварийного извлечения роботов и высадки в центральные ряды трактов ТК;

Сравнительный анализ альтернативной технологии и традиционной (с заменой ТК):

- снижение стоимости восстановления ТСТ 1-й ячейки ТК в 3 раза;
- исключение образования высокоактивных ТРО;
- сокращение дозовых нагрузок на персонал в 200 раз;
- повышение производительности восстановления ТСТ в 3 раза.

Технология восстановления ТСТ без замены ТК может быть применена и внедрена на других энергоблоках с реакторами РБМК-1000 с учетом их особенностей (обратное расположение труб, кольцевой монорельс).

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРАХОВОГО ЗАПАСА ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»

Бубнов А.Г., Елхин М.А.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Страховой запас ОАО «Концерн Росэнергоатом» создан в 1996 году для обеспечения приемлемого уровня безопасности эксплуатации и минимизации продолжительности остановов энергоблоков от выхода из строя оборудования на атомных станциях.

Первоначально номенклатура страхового запаса была определена приказом Минатомэнерго СССР от 12.10.1987г. №01-320 и комплектовалась за счет централизованных средств Министерства.

В 1997 году приказом Минатомэнерго СССР от 23.07.97 № 489 страховой запас передан в хозяйственное ведение ОАО «Концерн Росэнергоатом» и в настоящее время принадлежит концерну на правах собственности.

Порядок формирования, финансирования, учета, хранения, использования и восполнения страхового запаса определяется РД ЭО 1.1.2.01.0075-2009 «Положение о страховом запасе оборудования, узлов и запасных частей для проведения непредвиденных и нештатных ремонтных работ на атомных станциях»

Финансирование страхового запаса

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 30.01.02 № 68, начиная с 2002 года все затраты, связанные со страховым запасом финансируются за счет средств Резерва для обеспечения ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности. Финансирование носит целевой характер, в связи с чем, использование комплектующих страхового запаса на цели, не определенные «Положением о страховом запасе...» не допускается.

Структура страхового запаса

В номенклатуру страхового запаса включены необходимые для безопасной и бесперебойной работы атомных станций оборудование, узлы и запасные части с длительным циклом изготовления.

В настоящее время Обязательная номенклатура включает 273 позиций на сумму около 4,0 млрд. рублей, из которых закуплено и имеется в наличии 173 позиции на сумму 2,415 млн. рублей.

Номенклатура страхового запаса включает в себя широкий спектр комплектующих, таких как:

- комплектующие реакторных установок,
- турбинное оборудование,
- теплообменное оборудование,
- насосное оборудование,
- электротехническое оборудование,
- трубопроводная арматура.

Структура страхового запаса отражена на рис.1

При определении номенклатуры страхового запаса и первоочередности закупок учитываются:

- действующие документы по обеспечению безопасной эксплуатации АЭС;
- численность парка однотипного оборудования в составе систем энергоблоков АЭС с учетом длительности его изготовления;



Рисунок 1. Структура страхового запаса.

- статистические данные по непредвиденным или нештатным ситуациям на АЭС, а также эксплуатационные данные о повреждаемости оборудования по результатам дефектации при плановом ТО и ремонте;
- технико-экономические показатели работы энергоблоков АЭС (продолжительность неплановых ремонтов, недовыработка электроэнергии и т.д.)
- риски АЭС по несению нагрузки при отсутствии необходимого резервного оборудования.

В страховой запас поставляется оборудование, включенное в проекты АЭС Концерна. Не допускается поставка головных и опытных образцов оборудования. Кроме того, в страховой запас не включаются запасные части и расходные материалы, подлежащие замене в плановом порядке в соответствии с требованиями эксплуатационной документации и приобретаемые АЭС самостоятельно в период подготовки к ППР энергоблоков.

Обязательная номенклатура СЗ актуализируется ежегодно с учетом опыта эксплуатации (нарушений в работе АЭС, исчерпания оборудованием назначенного ресурса, фактического использования СЗ, модернизации энергоблоков и т.д.), по результатам ремонтных кампаний или в случае производственной необходимости.

Управление страховым запасом

Управление страховым запасом осуществляется центральным аппаратом концерна в лице Департамента по техническому обслуживанию, ремонту и монтажу АЭС, в обязанности которого входит:



Рисунок 2. Блочный трансформатор страхового запаса типа ОРЦ-417000/750 (Калининская АЭС)



Крышка верхнего блока РУ В-320 ВВЭР-1000 страхового запаса на ОАО «Ижорские заводы»

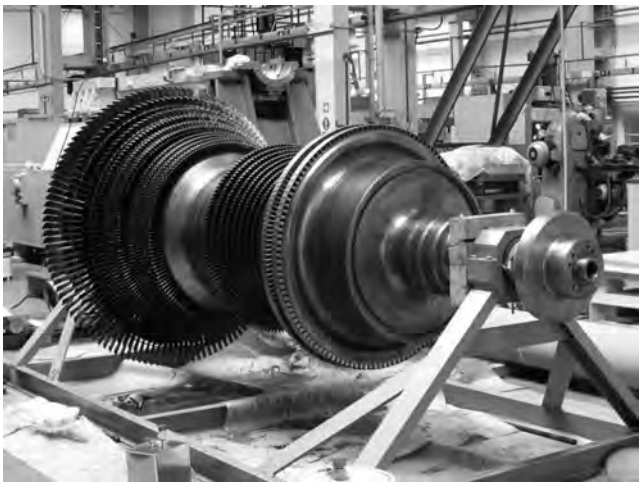


Рисунок 3. Ротор турбины Т-12/12-60/2.5 страхового запаса (для Билибинской АЭС) на заводе Ekol spol г. Брно, Чехия

- планирование приобретения недостающих и восполнения использованных комплектующих страхового запаса;
- планирование объемов работ по его содержанию;
- уточнение номенклатуры страхового запаса и оформление ее изменений;
- оформление необходимых разрешительных документов для выдачи комплектующих атомным станциям;
- осуществление контроля за расходованием и восполнением комплектующих и ведение оперативного учета;
- осуществление контроля и ведение оперативного учет использования финансовых средств, выделяемых для формирования и восполнения страхового запаса.

Закупки комплектующих страхового запаса

Поставки комплектующих страхового запаса осуществляются централизованно Департаментом управления закупок на основании планов приобретения и обслуживания страхового запаса, ежегодно утверждаемых заместителем Генерального директора- директора по производству и эксплуатации АЭС, в которых наряду с закупкой предусматриваются затраты на их содержание (хранение, техническое обслуживание и переконсервацию).

Начиная со второй половины 2011 года, обоснованность закупок рассматривается на Экспертном Совете по ядерной безопасности ОАО «Концерн Росэнергоатом» под председательством Первого заместителя Генерального директора В.Г. Асмолова.

Хранение и обслуживание комплектующих страхового запаса

Комплектующие страхового запаса находятся на атомных станциях которые являются базами хранения, а также на ответственном хранении на заводах- изготовителях ОАО «Московский завод полиметаллов» и ОАО «Контрольприбор» г. Пенза, что связано с необходимостью периодического обновления или переосвидетельствования и поверок в заводских условиях.

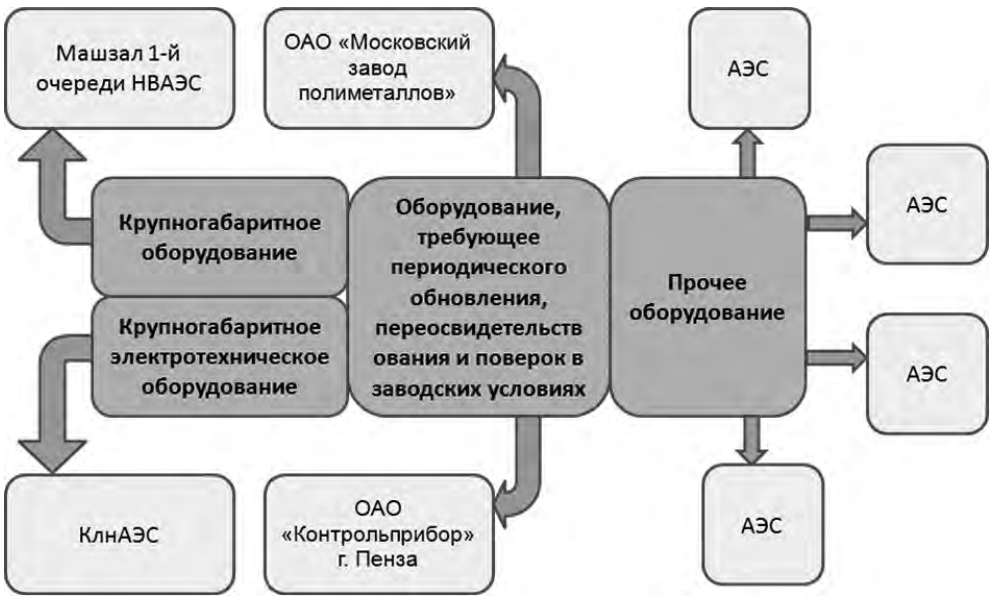


Рисунок 4. Базы хранения страхового запаса.

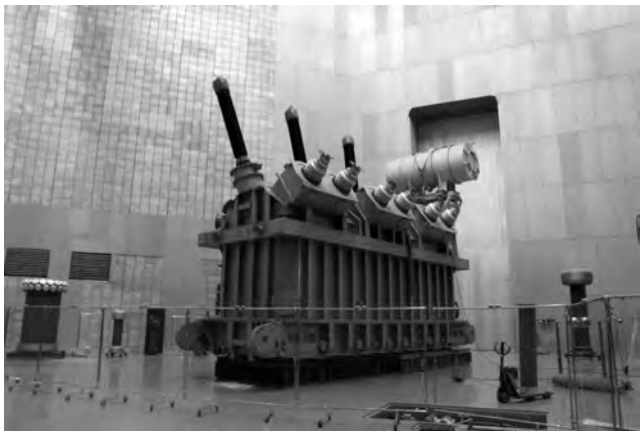


Рисунок 5. Испытания блочного трансформатора ТЦ-630000/330 страхового запаса на ОАО «Московский электрозавод»

Базы хранения страхового запаса обеспечивают:

- приемку, создание надлежащих условий хранения в соответствии с требованиями изготовителей, сохранность и готовность к отгрузке на АЭС комплектующих страхового запаса;
- хранение страхового запаса в соответствии с требованиями ТУ на поставку или заводской эксплуатационной и ремонтной документацией.
- проведение входного контроля комплектующих по количеству, качеству и комплектности;
- проведение технического обслуживания и переконсервации при хранении;
- полную комплектность и сохранность заводской эксплуатационной, ремонтной и транспортной документации.

Для хранения крупногабаритного оборудования организован склад на площадях машзала первой очереди Нововоронежской АЭС. Общая площадь хранения составляет около 3200 кв. метров. На территории Калининской АЭС построен теплый склад для хранения крупногабаритного электротехнического оборудования общей площадью около 430 кв. метров.

Использование комплектующих страхового запаса

За последние 10 лет (с 2002 по 2011 год) комплектующие страхового запаса использовались в 64 случаях. Общая стоимость используемого оборудования составила 1,208 млрд.рублей.

Например комплектующие страхового запаса использовались для замены:

- статоров турбогенераторов Смоленской, Кольской, Ленинградской и Нововоронежской АЭС;
- ротора турбогенератора на Балаковской АЭС;
- стержней статорных обмоток на Кольской, Смоленской, Нововоронежской и Балаковской АЭС;
- технологических каналов на Смоленской и Курской АЭС;
- турбинных лопаток на Нововоронежской, Кольской и Калининской АЭС;
- комплектующих РУ (стержни СУЗ и ДП) на Курской, Смоленской и Белоярской АЭС.
- трансформаторов тока на Курской, Калининской, Смоленской и Нововоронежской АЭС.

Использование комплектующих страхового запаса за этот период позволило сократить длительность простоя энергоблоков из-за отказов оборудования и избежать потерь выработки в объеме 63,828 млрд. рублей.

В рамках реализации мероприятий по совершенствованию взаимодействия ОАО «Концерн Росэнергоатом» и ОАО «ФСК ЕЭС» при организации и проведении аварийно-восстановительных работ на электротехническом оборудовании АЭС в обязательную номенклатуру дополнительно внесено и производятся закупки по 34 наименованиям оборудования.

В условиях продолжающегося увеличения времени наработки оборудования и принятой концерном программы по продлению срока эксплуатации энергоблоков АЭС создание и поддержание необходимого уровня страхового запаса является одной из приоритетных задач концерна.

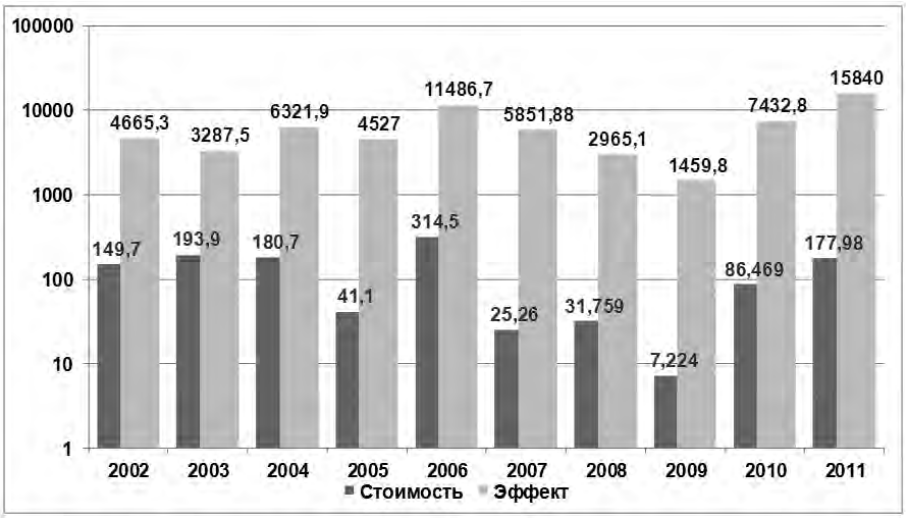


Рисунок 6. Эффективность использования страхового запаса в 2002–2011 гг.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ЗАМЕНЫ ПГ ЭНЕРГОБЛОКОВ С ВВЭР-1000

Герасимов А.В.
ОАО «Атомэнергоремонт», Нововоронеж

Замена парогенераторов (ПГ) на действующих энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000 всегда являлась очень трудоемкой задачей в связи с тем, что при проектировании компоновки здания реактора не ставилась цель обеспечения высокой технологичности при замене ПГ. Основной целью проектировщиков было обеспечение возможности монтажа ПГ в период сооружения энергоблоков, т.к. в то время ресурс ПГ сопоставлялся со сроком службы всего энергоблока. Хотя уже к концу первого десятилетия их эксплуатации оказалось, что они являются уязвимыми элементами в технологической схеме АЭС, поскольку подвержены серьезным коррозионным разрушениям как трубной системы, так и коллекторов. На отдельных ПГ количество дефектов достигло такого предела, при котором их дальнейшая эксплуатация оказалась невозможной.

Имея большой опыт в области замены ПГ, «Атомэнергоремонт» накопил достаточную статистику замен. Рассмотрим данные таблицы 1.

Таблица 1. Статистика замены ПГ на АЭС России и стран СНГ

АЭС	Номер энергоблока	Год замены	Количество заменяемых ПГ	Причины замены ПГ
Южно-Украинская	1	1989	3	Коллектор
		1991	1	Коллектор
	2	1987	2	Коллектор
		1988	2	Коллектор
		1991	2	Коллектор
		2003	2	ТОТ
Нововоронежская	5	1988–1989	4	Коллектор
Балаковская	1	1989–1990	4	Коллектор
	2	1990–1991	1	Коллектор
		1999–2000	4	ТОТ
Запорожская	1	1989–1990	4	Коллектор
	2	1989–1990	4	Коллектор
	3	1991–1992	4	Коллектор

Основной причиной замен ПГ, как видно из таблицы, в 85% случаев являлось растрескивание коллекторов в зоне перфорации, в остальных 15 % - коррозионное разрушение теплообменных трубок (ТОТ) ПГ.

Впервые замена ПГ в отечественной практике была проведена в 1987 году на блоке №2 Южно-Украинской АЭС. Тогда два ПГ были заменены за 417 суток. В 1988 году на этом же блоке заменены остальные два. Несмотря на постоянное совершенствование процесса замены ПГ и сокращения сроков выполнения работ фактическое время выполнения работ при замене четырех ПГ на серийных блоках составляет не менее 180 суток.

Кроме того, видно, что последняя замена ПГ в России проводилась лишь в 1999 году (в 2003 году замена ПГ на Южно-Украинской АЭС была произведена украинской стороной). Однако актуальность замены ПГ в связи с проблемой их надежности с того времени не утрачена, а наоборот все более возрастает с каждым годом. Поэтому, учитывая увеличивающиеся требования к качеству выполнения работ и сокращению сроков их выполнения, назрела необходимость в модернизации технологического процесса замены парогенераторов.



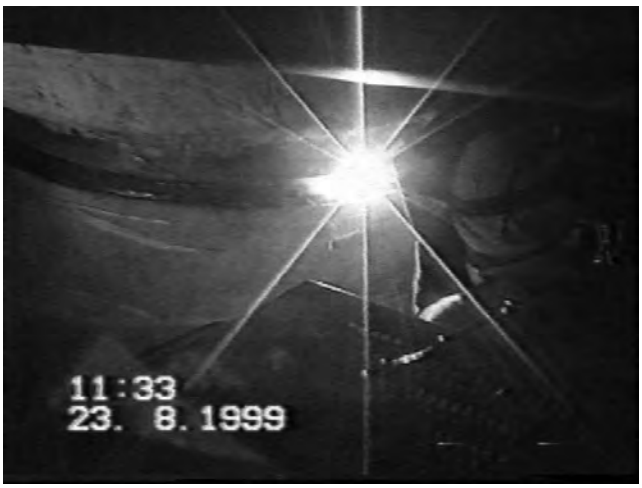


Рис. 1. Работы по замене ПГ на Балаковской АЭС в 1999 году

В 2011 году специалисты ОАО «Атомэнергоремонт» совместно со специалистами Балаковской АЭС участвовали в программе передачи опыта компании AREVA NP в области замены парогенераторов на зарубежных АЭС. Следует отметить, что компания AREVA NP значительно преуспела в данной области, реализовав 58 проектов замены ПГ по всему миру и сократив время замены трех ПГ до 67 суток (совместно с заменой КД).

Программа передачи опыта состояла из двух этапов:

- Теоретическая подготовка в германском подразделении AREVA NP GmbH;
- Участие в качестве наблюдателей в работах по замене трех парогенераторов и компенсатора давления на АЭС «Рингхальс», производимой компанией AREVA NP (проект FREJ).

Первый этап проходил в г. Эрланген (Германия), в котором располагаются офисы инженерного состава, разрабатывающего основную часть проектных и конструкторских разработок. В этот период специалистами AREVA были показаны презентации, рассказывающие о ключевых технологиях, применяемых ими при замене ПГ:



Рис. 2. Сварочный автомат Siemens/Areva



Рис. 3. Система механической дезактивации концов ГЦТ с установкой регенерации

- принципы планирования и управления проектом;
- принципы общей организации работ по замене;
- организация обучения персонала на полномасштабных макетах с имитацией окружающих строительных конструкций;
- современная грузоподъемная техника;
- автоматическая узкощелевая сварка ГЦТ (рисунок 2);
- система механической дезактивации концов ГЦТ (рисунок 3);
- временная реконструкция строительной части гермоболочки;
- оборудование для механической обработки кромок трубопроводов;
- применение оборудования для высокоточных измерений – 3D-сканеры, лазерные трекеры, цифровые теодолиты.

Особенно интересен подход к планированию и управлению проектом. Рассмотрим календарный план проведения работ по проекту FREJ, представленный в таблице 2. Исходя из опыта управления многочисленными проектами, выполнение проекта FREJ делится на две основные фазы – планирования и, собственно, замены оборудования. Самая длительная и тщательно прорабатываемая фаза – фаза планирования, от стадии предварительного исследования до физической замены оборудования проходит семь лет. При этом разработка технической документации на замену оборудования производится в течение двух лет и заканчивается за один год до самой замены.

Целью второго этапа являлась демонстрация основных технологий AREVA на примере физической замены трех ПГ и КД на энергоблоке №4 АЭС «Рингхальс» (рисунки 4 и 5). Основные сведения об энергоблоках АЭС «Рингхальс» указаны в таблице 3.

Таблица 2. Календарный план проведения работ по проекту FREJ

Год	Стадия	Фаза
2004	Предварительное исследование	Фаза планирования
2005	Технико-экономическое обоснование	
2006	Решение об инвестировании	
2006	Проведение тендера	
2007–2011	Изготовление нового оборудования	
2007–2009	Анализ безопасности	
2008–2010	Разработка технической документации	
2009–2010	Пересмотр отчета по анализу безопасности	
2010–2011	Лицензирование	
Лето 2011	Замена ПГ и КД	Фаза замены оборудования
Сентябрь 2011	Ввод в эксплуатацию	

Основными целями проекта FREJ являлись:
- Повышение мощности энергоблока №4 на 18,6 %.
- Замена трех парогенераторов.
- Замена компенсатора давления.
- Модернизация турбины.
- Продление срока эксплуатации блока.

Срок окупаемости проекта FREJ составляет 5 лет.

При этом повышение мощности энергоблока достигается за счет:
- Обогащения ядерного топлива до 5%.
- Увеличения площади теплообмена ПГ на 60%.
- Модернизации турбоустановки.

Таблица 3. Общие сведения об энергоблоках АЭС «Рингхальс»

Энергоблок	Тип реакторов	Мощность, МВт		Начало строительства	Подключение к сети	Ввод в эксплуатацию
		Чистый	Брутто			
Рингхальс-1	BWR (кипящий)	854	893	01.02.1969	14.10.1974	01.01.1976
Рингхальс-2	PWR (ВВЭР)	813	917	01.10.1970	17.08.1974	01.05.1975
Рингхальс-3	PWR (ВВЭР)	1048	1102	01.09.1972	07.09.1980	09.09.1981
Рингхальс-4	PWR (ВВЭР)	934	981	01.11.1973	23.06.1982	21.11.1983

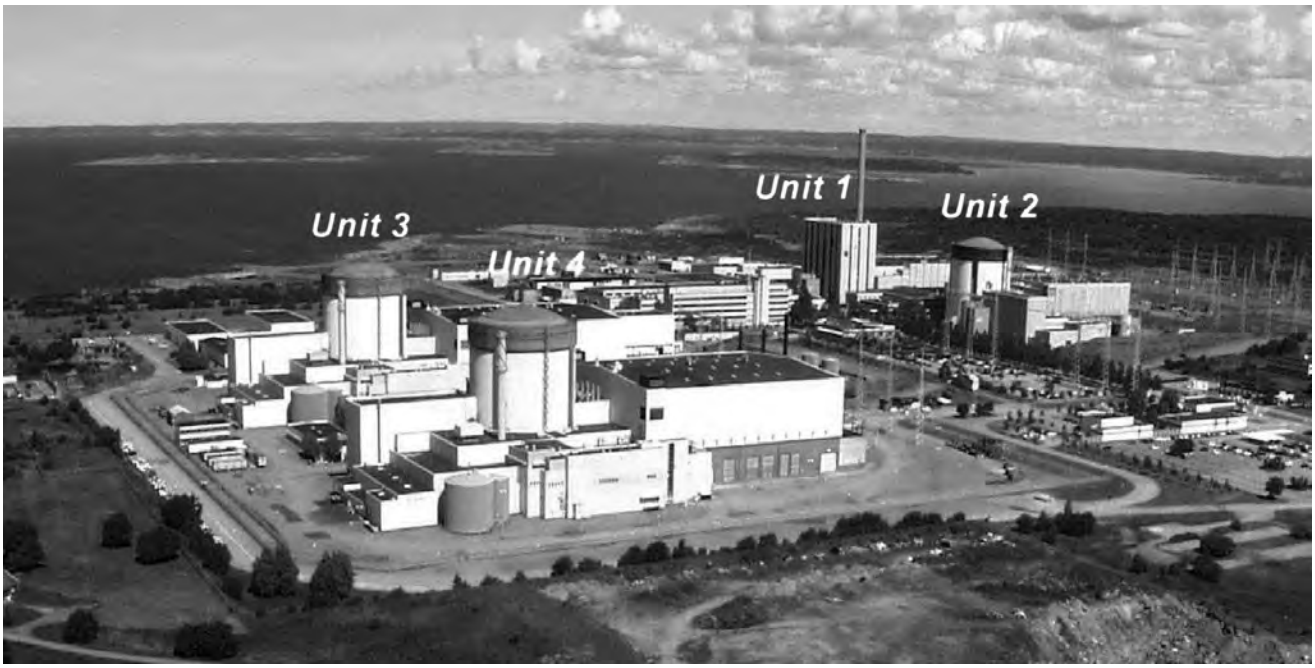


Рис. 4. Общий вид АЭС «Рингхальс»



Рис. 5. Вид на энергоблок №4 АЭС «Рингхальс»

Таблица 4. Замены парогенераторов на АЭС «Рингхальс»

Энергоблок	Год замены	Компания, производившая работы	Время замены, дней	Особенности
Рингхальс-2	1989	SIEMENS/ KWU	72	Впервые в мире был создан временный проем в оболочке для транспортировки ПГ
Рингхальс-3	1995	SIEMENS/ KWU + FRAMATOME S.A.	63	
Рингхальс-4	2011	AREVA NP	67	Впервые в мире осуществлена замена КД

Целью замены ПГ на Рингхальс-4 является только повышение их поверхностей теплообмена.

За 28 лет эксплуатации ПГ на 4 блоке дефектов материала трубчатки найдено не было, в отличие от энергоблоков №2 и №3, где на обоих блоках были обнаружены дефекты трубок ПГ всего лишь после 14 лет эксплуатации (таблица 4).

Количество персонала, привлекаемого на «Рингхальс-4» со стороны AREVA составило 450 человек, включая подрядчиков, при этом ориентировочные суммарные трудозатраты составили 150 000 чел/ч.

Несмотря на значительную разницу в компоновках зданий и габаритных характеристик заменяемого оборудования на различных АЭС, полученные сведения о выполняемых работах оказались очень полезными. Особо стоит отметить:

- высокую техническую оснащенность,
- высокий уровень организации управления проектом и фазой подготовительных работ;
- принимаемые меры по обеспечению промышленной и радиационной безопасности;
- взаимную гибкость и оперативность при решении вопросов с Заказчиком;
- эффективное управление достаточно большим количеством подрядных организаций.

Опираясь на опыт, полученный от компании AREVA NP, ОАО «Атомэнергоремонт» в январе 2012 году приступил к разработке комплекта технологической документации на замену парогенераторов. Реализация проекта будет осуществлена в 2013 году на замене ПГ-4 на 3 блоке Балаковской АЭС. Тем не менее, комплект документации будет учитывать выполнение работ по четырем вариантам: замена одного парогенератора, двух парогенераторов, трех парогенераторов, четырех парогенераторов, при этом одним из основных требований технического задания ОАО «Концерн Росэнергоатом» было соблюдение следующих сроков выполнения работ:

- замена одного парогенератора – 70 суток;
- замена двух парогенераторов – 82 суток;
- замена трех парогенераторов – 96 суток;
- замена четырех парогенераторов – 110 суток.



Рис. 6. Демонтаж ПГ на «Рингхальс-4» краном Liebherr

Разработка проекта началась с проведения замеров строительных конструкций и оборудования на 3 блоке Балаковской АЭС в январе 2012 года с применением 3D-сканера SURPHASER (рисунок 7), позволяющего сканировать поверхность с точностью до 0,5 мм на дистанции до 10 м.

При помощи 3D-сканера удалось получить в трехмерном виде фрагмент гермооболочки, используемый для моделирования транспортных операций с корпусом ПГ при его перемещении с отм. +36,900 до отм. 0,000.

Чтобы выполнить требование по сокращению сроков замены ПГ, был проведен анализ графика выполнения работ, ранее производимых на энергоблоках с ВВЭР-1000. Выявлено две основные причины, влияющие на длительность работ:

- недостаточная организация работ на стадии планирования (множественные организационные и технические вопросы приходится решать уже при проведении работ);
- выполнение основных работ по восстановлению исходного состояния энергоблока (монтаж обвязки ПГ, восстановление площадок и т.д.) производится после сварки и термообработки швов ПГ-ГЦТ.

Первая причина является проблемным местом для всех работ, проводимых в настоящее время в условиях сжатых сроков плановых ремонтов АЭС и тем более таких трудоемких как замена ПГ. Единственная альтернатива для решения данной проблемы – своевременная и тщательная подготовка к проведению работ, закупка и изготовление необходимой технологической оснастки и материалов не менее чем за 6-8 месяцев до начала работ. Здесь следует отметить, что одним из важнейших этапов подготовительных работ на стадии планирования является аттестация технологий сварки и сварщиков для выполнения сварных соединений ПГ-ГЦТ. Это достаточно длительная, затратная и трудоемкая задача, связанная в основном с размещением заказа на изготовление сварочных образцов на заводе-изготовителе.

Обучение ремонтного персонала - очень важный момент в подготовке к проведению работ, поскольку знание технологического процесса замены ПГ, владение практическими навыками при работе с механизированным инструментом увеличивают качество выполнения работ, сокращают длительность их выполнения, вследствие чего уменьшают дозовые нагрузки.



Рис. 7. Сканер Surphaser

Большое значение имеет решение с Заказчиком до проведения работ следующих организационных вопросов:

- комплектности поставки «новых» ПГ;
- захоронения демонтированных ПГ;
- размещения временно демонтированного оборудования и металлоконструкций;
- энергоснабжения работ (системы охлаждения, электроразводок, газоснабжения и т.д.);
- своевременного предоставления крана кругового действия в соответствии с графиком выполнения работ по замене;
- качественной дезактивации зон проведения работ;
- взаимодействия служб подрядной организации и служб АЭС;
- упрощения процедуры допуска по нарядам;
- обеспечения условий для работы на территории АЭС большого количества персонала подрядной организации.

Из всего вышесказанного следует, что основного подрядчика на выполнение работ по замене ПГ необходимо определить не менее чем за год до начала замены ПГ.

Для исключения второй основной причины было принято решение о проведении работ по восстановлению исходного состояния трубопроводов обвязки ПГ и металлоконструкций параллельно работам по сварке и термообработке швов ПГ-ГЦТ сразу после сварки и контроля их корней. Это позволило сократить общий график замены одного ПГ на 30 суток. Такое решение, тем не менее, имеет и отрицательную сторону в части обеспечения «чистой» зоны при проведении сварочных работ на швах ПГ-ГЦТ. Ранее это обеспечивалось прекращением в боксе ПГ всех сварочных работ, работ по механической обработке или огневой резке при проведении сварки швов ПГ-ГЦТ. После оптимизации графика обеспечение «чистой» зоны необходимо проводить локализацией зоны сварочных работ.

Необходимо отметить также, что огромную роль в эффективности управления всеми задачами оптимизированного графика будет играть правильно смоделированная организационная структура служб организации, выполняющей работы по замене ПГ.

Для более качественного выполнения работ по замене ПГ будут применяться современная механизированная оснастка:

- автоматическая и полуавтоматическая сварка трубопроводов обвязки и металлоконструкций;
- оборудование для механической обработки кромок трубопроводов различных диаметров;
- оборудование для плазменной резки;
- гайковерты;
- установки для местного отсоса пыли, взвешенных частиц;
- современное оборудование для термообработки.

В качестве итога, можно отметить, что модернизация процесса замены ПГ по большей части должна проводиться путем внедрения новых организационных подходов к проведению работ, которые в свою очередь вызовут развитие и внедрение новых технологических решений.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВЫВОДА РЕМОНТНОГО ПЕРСОНАЛА АЭС НА АУТСОРСИНГ С АНАЛИЗОМ РИСКОВ И ИХ ВЛИЯНИЯ НА БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ АЭС

Фианцев В.С., Хмелев А.А., Янченко Ю.А., Самойлов Б.С., Ткачук С.А., Салмин А.Н., Воршев Д.Н.
ОАО «ВНИИАЭС», Москва
Дементьев В.Н.
ОАО «Концерн «Росэнергоатом», Москва

Введение

Основная цель работы заключается в проведении оценки экономической целесообразность вывода ремонтного персонала на аутсорсинг, а также оценки влияния этого процесса на безопасную эксплуатацию АЭС.

Работа велась по двум направлениям:

- разработка методических подходов по оценке экономической целесообразности работы ремонтного персонала АЭС и аутсорсинговой организации и обоснованию вариантов решений по темпам и длительности процесса вывода персонала АЭС на аутсорсинг;
- проведение работ по анализу рисков при передаче объемов и ремонтного персонала АЭС в аутсорсинговую организацию и оценка их влияния на безопасную эксплуатацию АЭС.

1. Оценки экономической целесообразность вывода ремонтного персонала на аутсорсинг

Планируемые мероприятия по выводу персонала АЭС с одновременно протекающими процессами изменений в технологии и сокращении сроков проведения ремонта энергоблоков АЭС объективно требуют применения системного анализа для оптимизации возможных вариантов перехода от сегодняшнего к будущему состоянию системы технического обслуживания и ремонта (ТОиР) АЭС.

Эти условия и возможности оптимизации характеризуются высоким уровнем неопределенности и рисков, влияющих на безопасность и надежность работы АЭС, а также на экономическую и коммерческую эффективность деятельности АЭС. Вывод персонала АЭС на аутсорсинг связан с техническими, технологическими, организационными, финансовыми и экономическими аспектами деятельности. Данная проблема относится к слабо структурированной проблеме стратегического характера с вероятностным исходом и ее решение возможно с применением неформализованных методов многокритериального подхода. В работе применительно к АЭС предложено использовать сочетание двух методических подходов, последовательно применяемых и обеспечивающих экономическую целесообразность вывода персонала АЭС и экономическую эффективность ТОиР АЭС, а именно:

- поиск оптимального соотношения объемов ремонтных работ, выполняемых персоналом АЭС и подрядными организациями, в том числе ОАО «Атомэнергоремонт» (АЭР);
- применение программно-целевого подхода к процессам управления повышением экономической эффективности ТОиР АЭС, в том числе с учетом вывода персонала АЭС на аутсорсинг .

1.1 Определение оптимального соотношения объемов ремонтных работ, выполняемых персоналом АЭС и привлеченным персоналом

В рамках разработанного методического подхода применительно к АЭС были установлены порядок проведения расчета, критерии оптимизации, сценарные условия и использование исходной информации. Критерий оптимизации - минимальная стоимость полного годового объема работ ТОиР АЭС, выполняемых собственным и привлеченным персоналом.

Порядок проведения расчета по АЭС:

- определяется в трудозатратах (чел*час) полный годовой объем работ ТОиР АЭС, включая капитальный (КР), средний (СР) и текущий (ТР) ремонт энергоблоков АЭС, а также работы межремонтного периода (МРП) и ремонт общестанционных объектов (ОСО);
- задаются соотношения по доле работ, исчисленной в трудозатратах в годовом объеме по КР, СР, ТР, МРП и ОСО, выполняемой персоналом АЭС и привлеченным персоналом;

- по каждому из заданных соотношений по доле работ рассчитывается численность персонала АЭС, а также объем и стоимость работ, выполняемых персоналом АЭС и привлеченным персоналом;
- по каждому из заданных соотношений определяется общая стоимость ремонтных работ АЭС, выполняемых персоналом АЭС и привлеченным персоналом;
- из всех рассчитанных значений выбирается минимальная общая стоимость ремонтных работ АЭС и таким образом устанавливается оптимальное соотношение объемов работ, выполняемых персоналом АЭС и привлеченным персоналом.

Для проведения расчетов использовалась следующая исходная информация:

- типовые ведомости объемов и категорий ремонта технологических систем, оборудования и общестанционных объектов АЭС с ВВЭР-1000 и РБМК-1000;
- РД ЭО 1.1.2.12.0085 – 2008 Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Нормативная продолжительность ремонта энергоблоков атомных станций;
- ОЭСН-2003 «Типовые отраслевые нормы времени, элементные сметные нормы на работы по техническому обслуживанию, ремонту и наладке систем и оборудования атомных станций»;
- планово-экономические показатели ОАО «Атомэнергоремонт», согласованные с ОАО «Концерн Росэнергоатом»;
- проектные плановые показатели передачи объемов работ и персонала АЭС в подрядные организации в период 2011-2015, в том числе показатели: количество выводимого персонала АЭС; объем ремонтных работ, ранее выполняемый выводимым персоналом АЭС; общая стоимость рабочих мест выводимого персонала; стоимость одного чел*час ремонтного персонала АЭС; стоимость одного рабочего места ремонтного персонала АЭС.

Были приняты следующие сценарные условия:

- годовой (среднегодовой) объем ремонтных работ в целом по АЭС определялся исходя из полного ремонтного цикла и категорий проводимых ремонтов, а также с учетом количества энергоблоков, находящихся в эксплуатации;
- время нахождения энергоблоков в ремонте различных категорий в течение года определяется в соответствии с нормативами продолжительности определенных категорий ремонтов и числом эксплуатируемых энергоблоков АЭС;

Практические расчеты были проведены по выбранным рабочей группой представителям АЭС с различным типом РУ, числом находящихся в эксплуатации энергоблоков и различием в показателях, характеризующих систему ТОиР АЭС. С использованием изложенного методического подхода проведены расчеты по Балаковской, Смоленской, Курской и Ростовской АЭС, что позволило установить оптимальные соотношения по доле и видам ремонтных работ, выполняемых собственным и привлеченным персоналом, по экономическому критерию – минимальной стоимости ремонтных работ АЭС. В качестве примера на приведенном ниже графике отображены результаты полученных расчетов для АЭС с РУ ВВЭР-1000 с 4 энергоблоками.

1.2 Применение программно-целевого подхода к процессам управления повышением экономической эффективности ТОиР АЭС

Данный методический подход, предложенный в работе, предназначен для формирования стратегической программы повышения экономической эффективности работы ремонтного персонала АЭС и АЭР. Предлагается рассматривать совместную работу АЭС и АЭР в едином контуре управления ОАО «Концерн Росэнергоатом». Для этого представляется необходимым устанавливать укрупненные нормативы удельных ремонтных затрат на 1 час готовности оборудования АЭС в качестве целевого стратегического ориентира для организации управляемого процесса доведения численности ремонтного персонала АЭС до установленного уровня по критериям экономической эффективности и безопасности работы АЭС. Удельные ремонтные затраты, исчисленные по стоимости трудозатрат персонала АЭС и АЭР на 1 час готовности оборудования АЭС, позволяют увязать два важнейших процесса (сокращение сроков проведения ремонтов энергоблоков и снижение затрат на техническое обслуживание и ремонт оборудования АЭС) в единый целевой и стимулирующий показа-

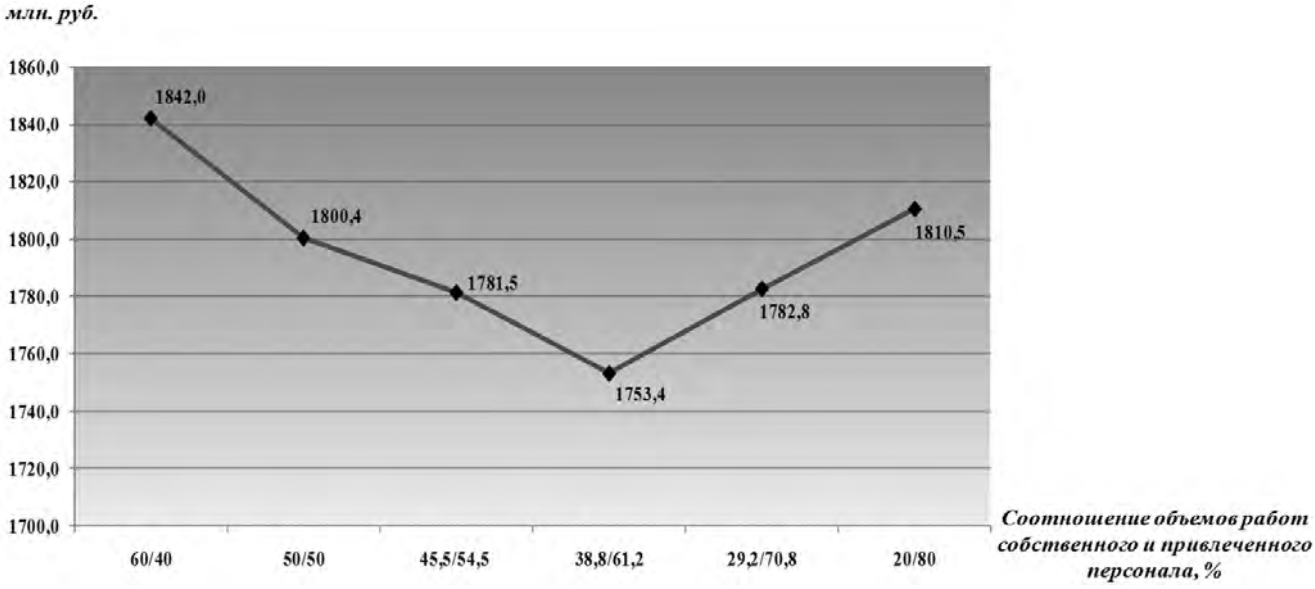


Рис. 1. Общая стоимость ремонтных работ АЭС

тель, характеризующий эффективность использования средств на проведение ремонтов оборудования АЭС.

Основой расчетов стали проектные плановые показатели передачи объемов работ и персонала АЭС в подрядные организации в период 2011-2015 гг. Ниже приведены условия проведения расчетов, сценарные условия и исходная информация:

- годовой объем ремонтных работ, выполняемый собственным персоналом (без учета затрат на сырье и материалы) определялся исходя из стоимости одного рабочего места и численности собственного ремонтного персонала АЭС;
- для обеспечения условий равной экономической эффективности работы собственного и привлеченного ремонтного персонала стоимость работ, который должен выполнить персонал АЭР рассчитывалась по стоимости одного чел*час персонала АЭС;
- сроки работы АЭС на номинальной мощности (показатель готовности оборудования АЭС по времени) определялись как разница календарного годового числа часов и суммы часов нахождения энергоблоков АЭС в ремонте по графикам ремонтов соответствующих лет;
- готовность оборудования АЭС исчислялась по плановым и нормативным срокам и категориям ремонтов энергоблоков АЭС, в том числе с учетом проведения мероприятий ПСР;
- удельные затраты (в том числе с разделением на собственный и привлеченный персонал) рассчитывались по стоимости трудозатрат АЭС на ремонтные работы, приходящиеся на 1 час работы АЭС на номинальной мощности;
- типовая номенклатура работ и минимально необходимая численность собственного ремонтного персонала АЭС для обеспечения условий безопасной эксплуатации оборудования энергоблоков АЭС с реакторами типа ВВЭР, РБМК, БН учетом целевых показателей на 2015 год;
- перспективный график ремонтов энергоблоков России в 2013-2016 годах.

В работе с использованием вышеприведенной методологии на примере АЭС с ВВЭР-1000 с 4 энергоблоками проведен расчет по годам периода с 2011 по 2016 год.

Последовательное использование двух вышеизложенных методических подходов позволяет организовать управляемый процесс, а именно:

- формировать целевые ориентиры на перспективу с учетом критериев экономической эффективности и безопасности;
- устанавливать оптимальные соотношения и темпы изменения стоимости ремонтных работ и показателей готовности по годам планируемого периода с учетом начального состояния ТОиР АЭС и проводимых мероприятий по совершенствованию производственных процессов на АЭС;
- контролировать и координировать процесс вывода персонала АЭС на аутсорсинг.

1.3 Предложения по дальнейшей работе

Выполненная работа показала, что процесс вывода ремонтного персонала АЭС на аутсорсинг должен рассматриваться в рамках общего процесса управления экономической эффективностью системы ТОиР АЭС. Кроме того оптимизация этих процессов не должна замыкаться на уровне АЭС, она должна осуществляться в рамках эксплуатирующей организации – ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Под экономической эффективностью системы ТОиР понимается совокупность полных затрат на оплату труда ремонтного персонала и другие социальные выплаты, на сырье и материалы, а также затраты, связанные с использованием приспособлений, оснастки и специального оборудования при выполнении ремонтных работ, а также других основных фондов АЭС. Повышение экономической эффективности системы ТОиР обеспечивается снижением затрат на проведение ремонтных работ и увеличением времени производительной работы АЭС на уровне номинальной мощности или выше при условии проведения мероприятий по программе повышению мощности энергоблоков АЭС. Таким образом в качестве стратегического показателя эффективности ТОиР АЭС необходимо использовать комплексный показатель, характеризующий уровень ремонтных затрат в конечных результатах отремонтированного оборудования. Конечным результатом отремонтированного оборудования является показатель его готовности к производству электрической энергии и мощности. Следует отметить, что в данном случае показатель готовности рассматривается в качестве рыночного показателя, который выражает участие АЭС в формировании балансов электрической энергии и мощности и соответствующих им стоимостных балансов денежных средств на рынке электрической энергии и мощности.

Укрупненные нормативы удельных ремонтных затрат на 1 час готовности оборудования АЭС необходимо использовать для организации управляемого процесса совершенствования системы технического обслуживания и ремонта оборудования АЭС на этапах долгосрочного многолетнего планирования и текущего контроля их достижения в рамках единого контура эксплуатирующей организации.

2. Анализ рисков при передаче объемов и ремонтного персонала АЭС в аутсорсинговую организацию и оценка их влияния на безопасную эксплуатацию АЭС

Выполнение основных работ по анализу рисков при передаче объемов и ремонтного персонала АЭС в аутсорсинговую организацию предназначено для обеспечения информационной поддержки при принятии управленческих решений по выводу объемов и ремонтного персонала действующих АЭС.

Несмотря на то, что основные материалы настоящей работы касаются действующих АЭС, представленные методологические подходы могут быть использованы и для проектируемых АЭС, в том числе, для АЭС ВВЭР ТОИ.

2.1 Методологическое обеспечение

В качестве основных методологических документов, являющихся основой проведения исследований в области задач по анализу рисков, предлагаются следующие:

1. Методология МАГАТЭ-TECDOC-1226 «Управление изменениями в энергетических компаниях» МЕЖДУНАРОДНОЕ АГЕНТСТВО ПО АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ 2001 г.

Целью данного документа является обобщение и регламентация основных принципов управления измене-

ниями в ядерных энергетических компаниях и эксплуатирующих организациях с атомной генерацией.

2. ГОСТ Р МЭК 61160-2006 «Менеджмент риска» ФОРМАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТА (Risk management. Formal design review) Дата введения — 2007-01-01 (НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ)

Настоящий стандарт идентичен международному стандарту IEC 61160:1992 «Formal design review» («Формальный анализ проекта»)

Формальный анализ проекта это независимая экспертиза существующего или предлагаемого проекта для обнаружения и исправления недостатков проекта и требований к показателям безопасности, ремонтопригодности и средствам технического обслуживания, направленная на выявление потенциальных возможностей для улучшения показателей Проекта.

2.2 Предварительный анализ Проекта «Передача объемов и ремонтного персонала АЭС в Аутсорсинговую организацию» (ГОСТ Р МЭК 61160-2006).

В соответствии с ГОСТ Р МЭК 61160-006 и требованиями МАГАТЭ-TECDOC-1226 в состав «Предварительного анализа Проекта» (PDR) включены следующие работы:

- Анализ существующего положения, исходных данных и документов Проекта «Передача объемов и ремонтного персонала АЭС в Аутсорсинговую организацию» далее (Проект аутсорсинг ТОиР)
- Описание состава и функций участников Проекта аутсорсинг ТОиР
- Идентификация, анализ и расчет рисков
- Разработка мероприятия по снижению влияния рисков на результаты Проекта
- Оценка влияния планируемых в Проекте организационных изменений на безопасность эксплуатации АЭС на основе рекомендаций МАГАТЭ
- Выдача рекомендаций по оптимальным количественным значениям передаваемых объемов работ ТОиР на аутсорсинг, соответствующих приемлемым значениям рисков.

Раскрытию состава и содержания работ в области анализа и расчета рисков, а также оценке их влияния на безопасную эксплуатацию АЭС посвящены последующие разделы данной статьи.

2.3. Концептуальные основы идентификации, анализа и расчета рисков

В соответствии с рекомендациями МАГАТЭ ключевые моменты на стадии анализа рисков и идентификации планируемых изменений включают выполнение следующих процессов:

Идентификация изменений посредством анализа СОЧ. Анализ влияния изменений на социальные, организационные и человеческие факторы (СОЧ);
Идентификация рисков. Определение последствий для безопасности, обусловленных СОЧ изменениями.
Анализ влияния изменений на безопасность. Сопоставление анализа Группы проекта и цепочки независимого контроля обеспечения безопасности (ЦНК ОБ).
Анализ влияния изменений на другие проекты. Определение наложения последствий для безопасности на другие проекты.
Принятие решений по изменениям. Обсуждение на совещаниях Комитета по ЯБ, принятие решений. (Руководящий комитет проекта / Комитет по безопасности)

Принятые на схеме сокращения:
СОЧ — Методология проведения изменений социального, организационного и человеческого характера (СОЧ);
ЦНК ОБ — Цепочка независимого контроля обеспечения безопасности.

Информационная схема проведения изменений на основе рекомендаций МАГАТЭ приведена на рис. 2.1

Из приведенной на рис.2.1 схемы видно, что в процессе проведения изменений после постановки целей и задач конкретного изменения необходимо:

На первом этапе, идентифицировать существующие управленческие задачи, оргструктуры, процессы, функции персонала, специальности и т.д., связанные с данным изменением (изначальная ситуация, описание системы «как есть»)



Рис. 2.1. Схема проведения изменений на основе рекомендаций МАГАТЭ
Принятые на схеме сокращения:
«Организация» – Оргструктуры, процессы, функции
МУ – методы управления, управленческие задачи,
ИС – Информационная система, программное обеспечение
Персонал – специальность и компетенции, мотивация, здоровье
Техническое и документационное (Т.Д.) окружение (технические системы/средства, документация)

На втором этапе, провести анализ и экспертизу изменений, рисков и оценить их влияние на систему безопасности и разработать мероприятия по снижению влияния рисков на безопасную эксплуатацию АЭС, принять решение о проведении (не проведении) изменений.

На третьем этапе разработать и реализовать план проведения, мониторинга и документирования изменений.

2.4 Расчет и оценка рисков Проекта «Передача объемов и ремонтного персонала АЭС в Аутсорсинговую организацию»

На основе методологических подходов изложенных в разделах 2.2, 2.3 были проведены экспертным путем расчеты показателей и оценка рисков по шести различным вариантам аутсорсиснга объемов ТОиР: до: 55%, 60%, 65%, 70%, 75%, 80%. Перечень рисков представлен в таблице 1.

Соответствующие данные значений рисков для вариантов 55%, 65%, 75% и 80%, до принятия мероприятий по их минимизации, приведены на картограммах рис. 2.2.

Из рис. 2.2 видно, что риски по всем представленным вариантам, без принятия мер по их минимизации, находятся выше линии толерантности, т.е имеют не приемлемые значения.

Для решения задачи снижения значений рисков экспертным путем были разработаны мероприятия по их минимизации представленные в таблице 1.

Соответствующие данные значений рисков, после выполнения мероприятий по их минимизации, приведены на картограммах рис. 2.3

Анализ картограмм, представленных на рис.2.3 показывает, что после проведения мероприятий по минимизации рисков, приемлемые значения рисков находиться в пределах до 65% аутсорсинга объемов работ.

Завершающим этапом работ является проведение анализа влияния планируемых изменений в области аутсорсинга ТОиР на безопасную эксплуатацию АЭС. На рис.2.4 представлен график динамики комплексного показателя влияния планируемого изменения на безопасную эксплуатацию АЭС, рассчитанного по методики МАГАТЭ ТЕХДОК 1226. Из графика видно, что приемлемое значение величины % вывода персонала на аутсорсинг находится в пределах 66-70%.

Общие выводы

1. С точки зрения экономической целесообразности и оценки влияния планируемых изменений на безопасную эксплуатации АЭС, приемлемое значение рисков аутсорсинга (после реализации всего комплекса мероприятий по минимизации рисков) будет находиться в пределах 65% объемов работ.

2. Для выдачи более точных данных и принятия решений для каждой конкретной АЭС по дальнейшему аутсорсингу персонала ТОиР необходимо в соответствии с рекомендациями МАГАТЭ TECDOC-1226 и ГОСТ Р МЭК 61160-2006 провести «Детальный анализ Проекта Аутсорсинга».

3. В целом, организация аутсорсинга должна рассматриваться в рамках общего процесса управления эффективностью системы ТОиР с включением выполнения мероприятий по минимизации рисков в долгосрочные программы повышения эффективности ТОиР АЭС.

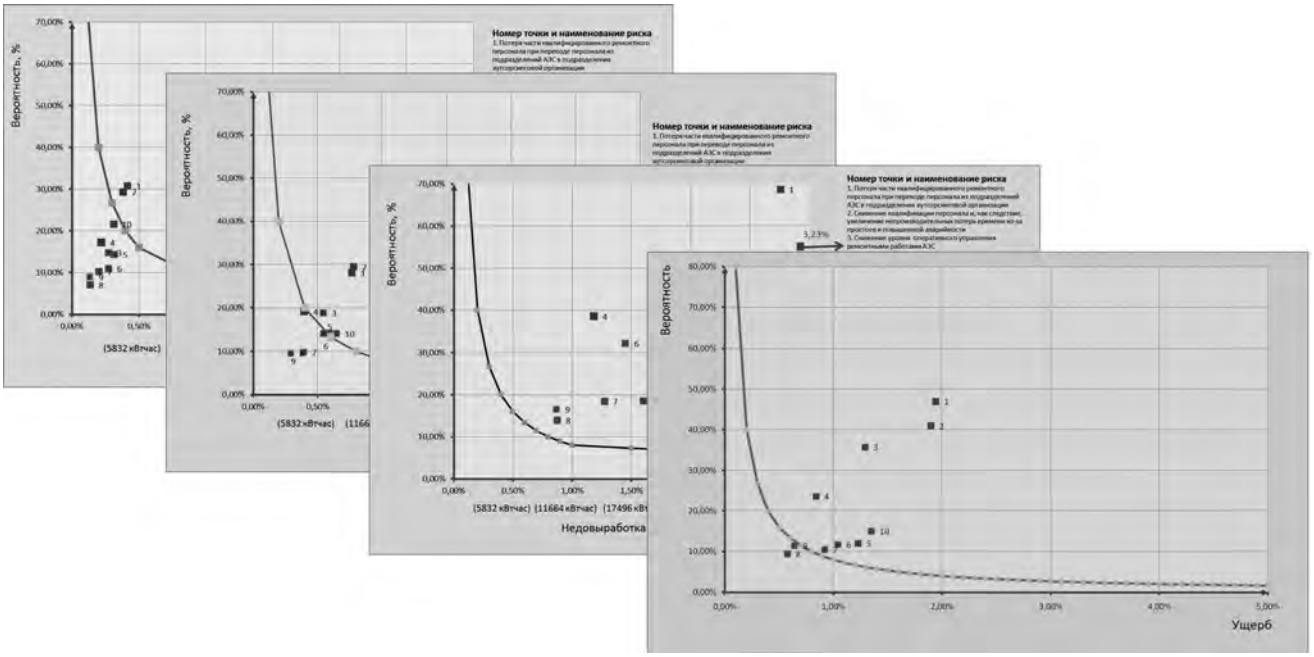


Рис. 2.2 Значения рисков для вариантов 55%,65%,75% и 80%, аутсорсинга объемов работ ТОиР до принятия мероприятий по минимизации рисков

Таблица 1.

Наименование риска	Превентивные меры по снижению величины риска
1. Потеря части квалифицированного ремонтного персонала при переводе персонала из подразделений АЭС в подразделения аутсорсинговой организации	1.1. Сохранение уровня заработной платы соответствующего уровню зарплаты на АЭС. 1.2. Поэтапное повышение уровня заработной платы по отношению к уровню зарплаты на АЭС, с учетом необходимости длительного пребывания в командировках. 1.3. Сохранение социальных гарантий
2. Снижение квалификации персонала и, как следствие, увеличение непроизводительных потерь времени из-за простоев и повышенной аварийности	2.1. Срочное внедрение эффективной системы подготовки и переподготовки ремонтного персонала, в т.ч. создание центров подготовки персонала в филиалах генподрядчика с подготовкой в них персонала субподрядчиков и обучения дополнительно привлекаемого персонала в период пиковых нагрузок.
3. Снижение уровня оперативного управления ремонтными работами АЭС	3.1. Разработка и соблюдение детального регламента взаимодействия между АЭС и аутсорсинговой организацией. 3.2 Разработка новых положений о подразделениях и новых должностных инструкций, учитывающих изменение основных, обеспечивающих и управленческих процессов ТОиР. 3.3.Внедрение эффективной системы ответственности генподрядчика за субподрядчика. 3.4.Внедрение действующей системы штрафов за некачественное выполнение работ или срыв выполнения работ, а также за отказ от выполнения работ.
4. Различие в оборудовании даже у однотипных АЭС, как результат плохое знание оборудования данной АЭС присылаемым ремонтным персоналом	4.1. Срочное внедрение эффективной системы подготовки и переподготовки ремонтного персонала с включением в программу изучение компоновочных решений АЭС, конструктивных и проектных решений энергоблоков 4.2. Проведение предварительных обходов привлекаемым ремонтным персоналом помещений АЭС до начала ремонтной кампании с целью ознакомления с их расположением и порядком доступа. 4.3. Проверка знаний по компоновке и оборудованию АЭС в созданных УТП генподрядчика или УТП АЭС.

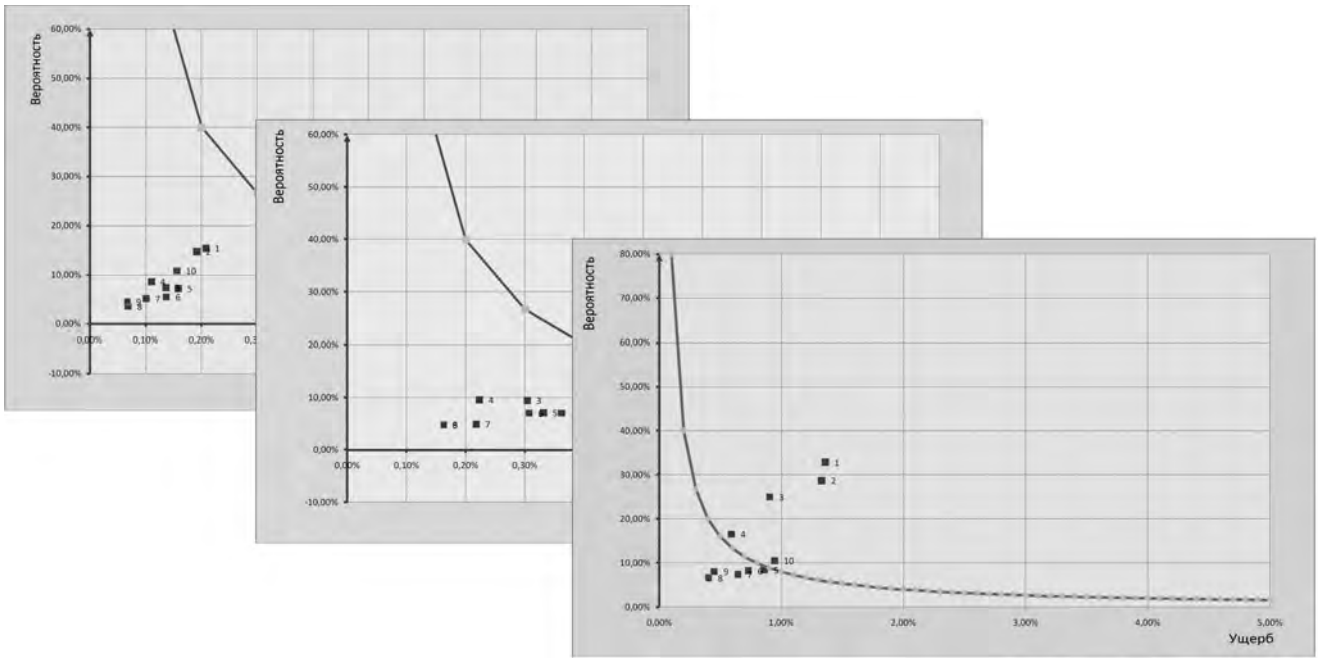


Рис. 2.3. Значения рисков, после выполнения мероприятий по их минимизации

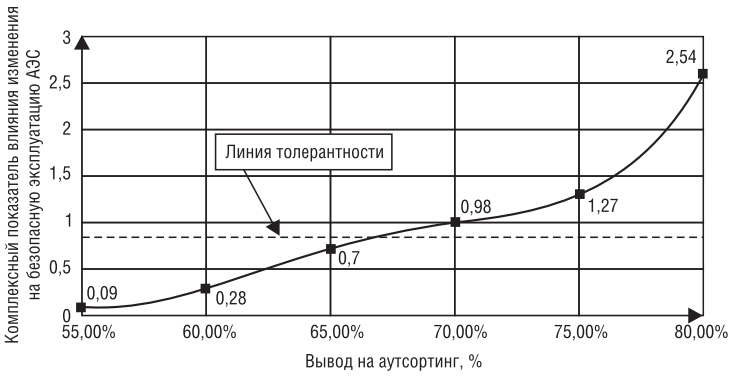


Рис. 2.4. График динамики комплексного показателя влияния изменений на безопасную эксплуатацию АЭС в зависимости от % вывода персонала ТОиР на аутсорсинг после выполнения превентивных мероприятий

КОНЦЕПЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА В ПРОЕКТЕ «ВВЭР-ТОИ»

Дементьев В.Н..
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Гуринович В.Д., Янченко Ю.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

Введение

Требованиями к системе технического обслуживания (ТО) и ремонта, заложенными на стадии концептуальной проработки проекта, во многом определяется стоимость владения атомной станцией на протяжении её жизненного цикла. Влияние неверно сформулированных на начальной стадии требований может быть разрушающим и вызвать эффект домино, который, в свою очередь, приведет к затратам времени, необходимого для доработки как отдельного оборудования, так и систем энергоблока в целом, к поставке не отвечающего современным требованиям оборудования, возрастанию эксплуатационных затрат и другим негативным последствиям.

Требования системы ТО и ремонта не должны конфликтовать с другими требованиями к проектам новых АЭС, а их реализация должна быть отслежена на всех стадиях жизненного цикла АЭС в соответствии с методологией системной инженерии. Выполнимые, четко и подробно описанные требования к ТО и ремонту в техническом задании на разработку проектов энергоблоков АЭС нового поколения обеспечат достижение целевых показателей при соблюдении правил обеспечения безопасности. Области оптимизации системы ТО и ремонта охватывают ряд аспектов, представленных на рисунке 1.

При разработке концепции ТО и ремонта основной задачей являлось формулирование ключевых положений в области технического обслуживания и ремонта, направленных на достижение проектных технико-экономических показателей, обеспечение конкурентоспособности энергоблоков АЭС на внутреннем и внешнем рынках. *В качестве реального примера рассматривался проект «ВВЭР-ТОИ»,* для которого при заданном сроке службы реакторной установки не менее 60 лет необходимо, в частности, установлены следующие технико-экономические показатели:

- коэффициент готовности – Кг = 93%;
- снижение на 10% проектных эксплуатационных затрат по сравнению с действующим блоком 4 Балаковской АЭС.

Для обеспечения указанных показателей необходимо решить ряд проблем, связанных как с несовершенством нормативной базы, так и конкретными аспектами ТО и ремонта, которые должны быть реализованы в проектах новых энергоблоков, включая ЭКИ трубопроводов.

Подход к формированию требований к ТО и ремонту в проекте учитывал:

- рекомендации по применению стратегий ТО и ремонта МАГАТЭ, ВАО АЭС (WANO – World Association of Nuclear Operators – Всемирная ассоциация операторов АЭС) и Института энергетики Объединенного научного центра ЕС;
- опыта эксплуатации АЭС с ВВЭР – 1000 и PWR;
- положения приказов ГК «Росатом» по внедрению методологии системной инженерии – охват концепцией всех основных аспектов системы ТО и ремонта в управлении жизненным циклом (ЖЦ) АЭС.

Нормативная база является исходной для создания и дальнейшей эксплуатации АЭС. От её качества во многом зависит возможность достижения экономического преимущества ядерной генерации. Поэтому в данной статье главным образом рассматривается группа требований, связанных с нормативной базой создания проекта и её ограничениями. Дополнительно также рассматриваются проблемы мониторинга риска, поскольку данный аспект определяет возможность достижения заданных технико-экономических показателей и одновременно влияет на решения в области безопасности.

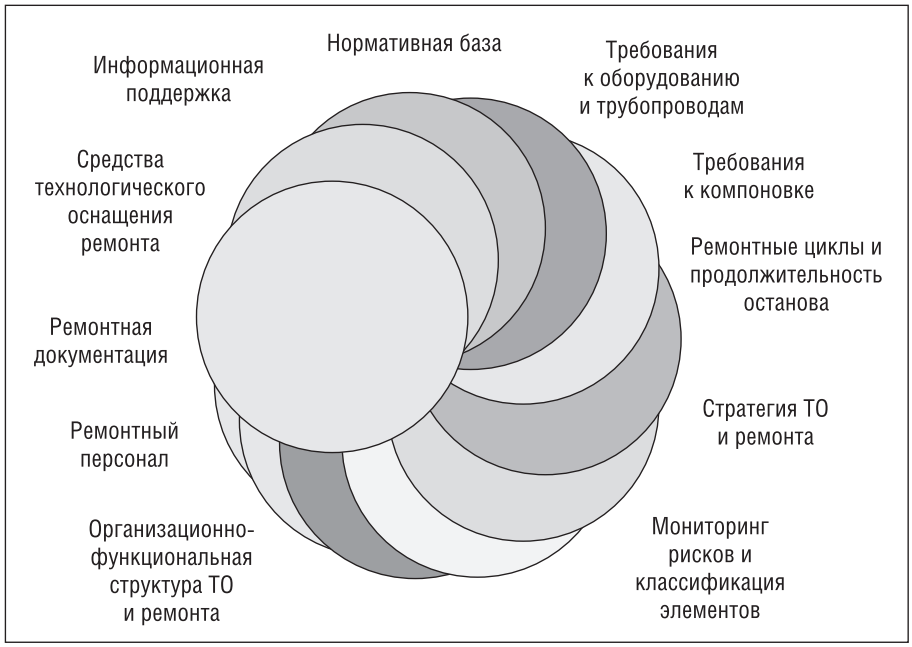


Рис. 1. Области оптимизации системы ТО и ремонта

1. Условия их достижения заданного значения Кг энергоблоков

Коэффициент готовности равен отношению чистого времени работы энергоблока за календарный период эксплуатации к сумме этого времени и продолжительности аварийных и неплановых ремонтов

Таким образом, коэффициент готовности является характеристикой надежности энергоблока за период, когда не проводятся плановые ремонты и перегрузки топлива.

$$Кг = \frac{Траб.}{Траб. + Тавар. + Тнепл.} \quad (1)$$

где:

Траб. – *время пребывания энергоблока в работоспособном состоянии;*

Тавар. – *время восстановления энергоблока при аварийных отключениях;*

Тнепл. – *время восстановления энергоблока при проведении непланового ремонта.*

Проведенные расчеты показывают:

- значения целевого показателя Кг = 93% обеспечиваются малыми и большими остановами энергоблока нормативной продолжительностью соответственно 28 и 41 сутки при эксплуатации с 7,5-летним ремонтным циклом;
- планируемое увеличение количества ОР СУЗ с 61 в проекте ВВЭР-1000 до 91 или 121 в проекте «ВВЭР – ТОИ» приведет к увеличению продолжительности остановов на 0,5 – 1 сутки.

2. Проблема эрозионно-коррозионного износа

Эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ) металла элементов, в особенности второго контура, представляют серьезную опасность для эксплуатации энергоблоков ВВЭР и PWR.

Ряд аварий, в том числе и с человеческими жертвами, произошедших на зарубежных АЭС «Surry», «Loviisa», «Mihama» и др., причиной которых явился эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ) элементов трубопроводов второго контура, послужили основанием поиска средств предотвращения подобных событий в следующих направлениях:

- исследование влияния различных факторов на скорость ЭКИ (величины pH, фазового состава среды, содержания кислорода, температуры, конфигурации элементов трубопровода, содержания легирующих элементов в материале трубопроводов и т.п.);
- разработка программных средств прогнозирования скорости ЭКИ;
- определение минимально допустимых толщин элементов в зоне локального эрозионно-коррозионного износа;
- повышение достоверности результатов ультразвуковой толщинометрии при наличии влажных отложений.

Анализ зарубежных исследований показывает, что эффективным средством предотвращения или значительного (до 10 раз) ослабления эффекта ЭКИ является наличие в металле трубопровода в определенном количестве хрома, меди и молибдена. Содержание этих элементов свыше 0,1 % уже положительно сказывается на эрозионно-коррозионной стойкости металла; максимальный эффект проявляется при их содержании на уровне 0,3-0,4 %.

В сталях марок 15ГС, 16ГС, сталь 20, из которых изготовлены трубопроводы второго контура отечественных АЭС, указанные выше элементы могут присутствовать только как примесные, что не обеспечивает эрозионно-коррозионную стойкость.

В целях обеспечения эрозионно-коррозионной стойкости трубопроводов второго контура АЭС «ВВЭР – ТОИ» необходимо поставить на производство выпуск стойкой к данному виду эксплуатационного повреждения стали либо рассмотреть вопрос о закупке трубных элементов за рубежом.

3. Ограничения нормативной базы

3.1. Периодичность технического освидетельствования и эксплуатационного контроля металла оборудования и трубопроводов

Концепция ТО и ремонта учитывает положения, изложенные в ряде Федеральных законов [1,2], нормативных документов Ростехнадзора [3-12] и эксплуатирующей организации [13-15], а также рекомендации МАГАТЭ [16-21] и ВАО АЭС [22].

В таблице 2 представлены основные нормативные документы, требования которых препятствуют достижению целевых показателей проекта энергоблока АЭС с «ВВЭР-ТОИ».

Таблица 2. Нормы и Правила Ростехнадзора

Обозначение документа	Наименование документа	Область ограничений
ПН АЭ Г-7-008-89	Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов АЭУ	Периодичность технического освидетельствования оборудования и трубопроводов Периодичность эксплуатационного неразрушающего контроля металла Периодичность испытаний образцов-свидетелей, установленных в корпус реактора
ПН АЭ Г-7-010-89	**Оборудование и трубопроводы АЭУ. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля**	Идентичность требований к оценке качества металла при изготовлении, монтаже и эксплуатации
НП-044-03	**Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, для ОИАЭ**	Периодичность технического освидетельствования оборудования
НП-010-98	**Правила устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности атомных станций**	Периодичность испытаний гермооболочки на герметичность

Согласно положениям ПН АЭ Г-7-008-89 [9] техническое освидетельствование оборудования в процессе эксплуатации со снятием теплоизоляции, включающее, в том числе, наружный и внутренний осмотр и гидравлические испытания для оборудования групп А и В, а также оборудования группы С в случае невозможности проведения внутреннего осмотра по условиям радиационной обстановки или из-за особенностей конструкции осуществляется не реже одного раза в четыре года. Отсрочка проведения технического освидетельствования зарегистрированных в Ростехнадзоре оборудования и трубопроводов может быть разрешена инспекцией Ро-

стехнадзора не более, чем на 3 месяца по технически обоснованному письменному ходатайству администрации АЭУ и при положительных результатах их осмотра в рабочем состоянии представителем Ростехнадзора.

Указанный документ разработан более 20 лет назад при недостаточности знаний о поведении конструкционных материалов в реальных условиях эксплуатации (температура, нагрузки, среда), в том числе о механизмах старения. В проекте его новой редакции эти жесткие требования по периодичности технического освидетельствования практически не изменились, что означает их применение еще, как минимум, в ближайшие 20 лет.

Согласно Правилам [9] первый эксплуатационный контроль металла неразрушающими методами должен проводиться не позже, чем через 20 тыс. ч. работы оборудования и трубопроводов. Последующий периодический контроль:

- для оборудования группы А и оборудования и трубопроводов группы В, изготовленных из труб или обечаек с продольными сварными швами, должен осуществляться не позднее, чем через каждые 30 тыс. ч. работы, отсчитываемых от проведенного предыдущего периодического контроля;
- для остального оборудования и трубопроводов, подлежащих контролю, должен выполняться через каждые 45 тыс. ч. работы, отсчитываемых от проведенного предыдущего периодического контроля.

Проектом новой редакции «Правил...» предусмотрено проведение первого контроля неразрушающими методами не позднее, чем через 3 года после пуска оборудования и трубопроводов. Последующие сроки контроля должны быть согласованы со сроками проведения технических освидетельствований (для оборудования группы А, оборудования и трубопроводов группы В с продольными сварными швами – не позднее, чем через каждые 4 года работы, отсчитываемых от предыдущего контроля).

Проект «Правил...» допускает увеличивать срок между периодическим контролем до одного года с учетом графика планово-предупредительных ремонтов энергоблока в случаях, когда при проведении неразрушающего контроля не обнаружены недопускаемые дефекты.

Представленная выше информация показывает, что периодичность неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов жестко связана с периодичностью технического освидетельствования.

Тем самым обуславливается необходимость останова энергоблока для проведения данных мероприятий каждые 4,5 года в случае эксплуатации энергоблока с 18 – месячным топливным циклом. Именно эти консервативные требования документов Ростехнадзора ограничивают возможность эксплуатации энергоблока «ВВЭР-ТОИ» с продолжительностью ремонтного цикла 7,5.

Лучшая зарубежная практика проведения инспекций оборудования и трубопроводов атомных станций свидетельствует о том, что техническое освидетельствование выполняется один раз в 10 лет [23]. При этом *давление гидроиспытаний (ГИ) оборудования и трубопроводов на прочность превышает рабочее давление в 1,25 – 1,35 раза, а при ГИ на плотность – в 1,02 раза.*

В то же время *для российских АЭС с энергоблоками ВВЭР – 1000 давление ГИ при испытаниях на прочность (250 кгс/см²) превышает рабочее давление в 1,5 раза, а при испытаниях на плотность (180 кгс/см²) превышает рабочее давление в 1,125 раза.* Аналогичные давления ГИ оборудования и трубопроводов зарубежных АЭС существенно ниже, т.е. их режим эксплуатации более щадящий, что положительно сказывается на ресурсе.

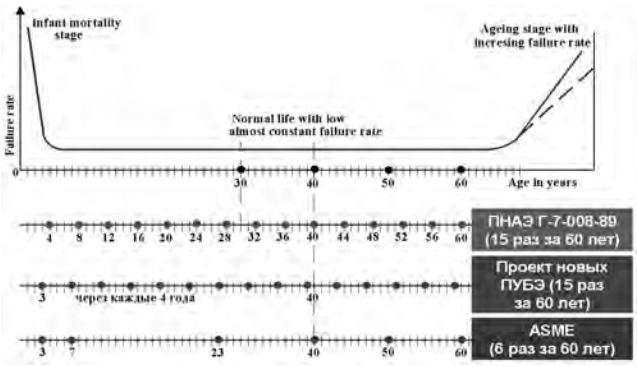


Рис. 2. Сравнительная периодичность инспекций оборудования и трубопроводов

Анализ требований существующих «Правил...», проекта новой редакции «Правил...» и требований Американского общества инженеров-механиков (ASME) [23] свидетельствует, что:

- в соответствии с действующими и проектом новой редакции «Правил...» техническое освидетельствование оборудования необходимо будет провести 14-15 раз за период проектного срока эксплуатации энергоблока 60 лет, в том числе и энергоблока с «ВВЭР-ТОИ». Это обстоятельство ставит под сомнение возможность обеспечения коэффициента готовности Кг энергоблока с учетом практически достижимой продолжительности остановов на перегрузку или ремонт, а также препятствует снижению проектных эксплуатационных затрат по сравнению с блоком 4 Балаковской АЭС на 10% (что противоречит требованиям к технико-экономическим показателям «ВВЭР-ТОИ»);
- выполнение инспекций оборудования и трубопроводов по требованиям, близким к ASME, позволит проводить техническое освидетельствование оборудования всего 6 раз за тот же проектный период эксплуатации энергоблока (рисунок 2).

3.2. Нормы оценки качества сварных соединений и наплавок

Оценка качества сварных соединений и наплавок оборудования и трубопроводов на стадии эксплуатации (даже по истечении длительного срока службы энергоблоков) базируется на нормах, используемых при изготовлении оборудования [11] и немногим отличающихся от приведенных в [24], которые были заимствованы из традиционной тепловой энергетики, где металл оборудования и трубопроводов работает при более высоких температурах.

Такой подход является чрезмерно консервативным, не обоснованным ни с технической, ни с экономической точек зрения и приводит к излишним затратам на исправление несплошностей, по сути не являющихся дефектами.

Применительно к сварным соединениям и наплавкам оборудования и трубопроводов энергоблока АЭС с «ВВЭР-ТОИ» должны быть разработаны нормы оценки качества металла в эксплуатации.

3.3. Объемы неразрушающего контроля металла

Объемы неразрушающего контроля металла в основном регламентируются действующими правилами контроля [11].

Дополнительные требования по увеличению объемов неразрушающего контроля эксплуатирующая организация, как правило, выдвигает при возникновении нарушений эксплуатации атомных станций, связанных с повреждением металла оборудования и трубопроводов. При этом значимый эффект от реализации дополнительного объема контроля практически отсутствует.

Как правило, технологические дефекты сварных соединений заводского или монтажного происхождения, например, главных циркуляционных и других трубопроводов, выявляются в период предэксплуатационного или первого эксплуатационного контроля.

Опыт показывает, что дефекты эксплуатационного происхождения в подобных сварных соединениях отсутствуют, за исключением появления дефектов эрозионно-коррозионного характера в элементах трубопроводов, изготовленных из сталей перлитного класса, и дефектов, развивающихся по механизму межкристаллитного растрескивания под напряжением в аустенитном металле (например, сварные соединения приварки патрубков СУЗ к крышке реакторов типа ВВЭР).

Поскольку очевидно несение необоснованных эксплуатационных затрат, *необходимо выполнить системный анализ результатов неразрушающего контроля металла оборудования и трубопроводов энергоблоков ВВЭР-1000 за весь период эксплуатации и на его основе разработать прогрессивные нормы, определяющие объемы неразрушающего контроля, а также уточнить расположение зон контроля металла в период эксплуатации.*

3.4. «Типовые отраслевые нормы времени, элементные сметные нормы на работы по техническому обслуживанию, ремонту и наладке систем и оборудования атомных станций» ОЭСН-2003.

Оценка трудозатрат на ТО, ремонт и наладку систем и оборудования АЭС осуществляется, в основном, согласно отраслевым нормативам [25]. Этот документ напрямую влияет на эксплуатационные затраты, в связи с чем от его качества во многом зависит выполнение технико-экономических требований, предъявляемых к проектам энергоблоков атомных станций нового поколения.

Необходимо отметить следующие недостатки данного документа:

- нормы не охватывают все работы по указанным направлениям;
- нормы требуют корректировки в связи с внедрением новых средств технологического оснащения ремонта (например, гайковертов главного разъема реактора, фланцевых соединений парогенератора и др.);
- нормы предусматривают применение системы коэффициентов, что дает возможность неоправданного увеличения плановых трудозатрат. Так, применяются следующие коэффициенты в зависимости, например, от условий проведения работ:
  - при температуре свыше 32 °С – 1,15;
  - при работе в стесненных условиях – 1,15
  - при работе с подмостей – от 1, 1 до 1,15;
  - учет мероприятий по обеспечению РБ – от 1,15 до 1,25;
  - при контроле сварных соединений по [24] – 1,5;
  - при контроле сварных соединений из стали аустенитного класса – 1,5.

Следует подчеркнуть, что, например, совершенно неоправдано наличие ссылки на контроль по [24], поскольку данный документ определяет лишь нормы оценки качества сварных соединений и не определяет методику и трудоёмкость проведения работ.

В настоящее время реальным средством уменьшения трудозатрат на работы по ТО, ремонту и наладке является применение экспертно (по опыту) назначаемого понижающего коэффициента К<1 к нормам, рассчитанным по типовым отраслевым нормам [25].

Таким образом, требуется корректировка норм [25] с целью более объективного определения затрат на ТО, ремонт и наладку оборудования. Одновременно следует решить вопрос о расширении номенклатуры входящего в документ оборудования.

Выводы по нормативной базе

1. Действующие Нормы и Правила Ростехнадзора:

- по периодичности технического освидетельствования, эксплуатационного контроля металла и испытаниям образцов – свидетелей *не позволяют в проекте энергоблока АЭС с «ВВЭР-ТОИ» достичь целевой показатель Кг;*
- по объемам контроля металла *избыточны и экономически не оправданы;*
- *консервативны* в части норм оценки качества металла на стадии эксплуатации *и приводят к необоснованным эксплуатационным затратам.*

Проблема изменения периодичности технического освидетельствования и испытаний оборудования и систем может быть решена двумя путями:

- *корректировкой Правил [6, 9, 12]* – этот путь является малоперспективным с учетом распространения на действующие АЭС, в том числе эксплуатирующиеся за пределами назначенного срока службы;
- *разработкой и одобрением Ростехнадзором специальных Норм и Правил для оборудования и трубопроводов энергоблока АЭС с «ВВЭР-ТОИ», предусматривающих периодичность* технического освидетельствования, эксплуатационного контроля металла и испытаний образцов – свидетелей *через каждые 8 лет,* что представляется более перспективным.

Применительно к оборудованию и трубопроводам проекта энергоблока АЭС с «ВВЭР-ТОИ» необходимо:

- *оптимизировать объемы* эксплуатационного неразрушающего контроля металла;
- *разработать нормы* оценки качества металла на стадии эксплуатации;
- *выполнить существенную корректировку* типовых отраслевых норм [25];
- *усовершенствовать систему классификации элементов.* Применяемая в настоящее время классификация элементов АЭС (в том числе оборудования и трубопроводов) предполагает их группирование по следующим признакам:
  - по влиянию на безопасность (классы 1, 2, 3, 4) в соответствии с нормативным документом [3];
  - по принадлежности к группе (А, В, С) [9];
  - по сейсмостойкости [5];
  - по назначению и условиям эксплуатации для арматуры (1А...3СIIIс) [8].

Ни один из приведенных выше признаков классификации в большинстве случаев не позволяет однозначно определить влияние конкретного элемента энергоблока или АЭС на выработку электрической или тепловой энергии.

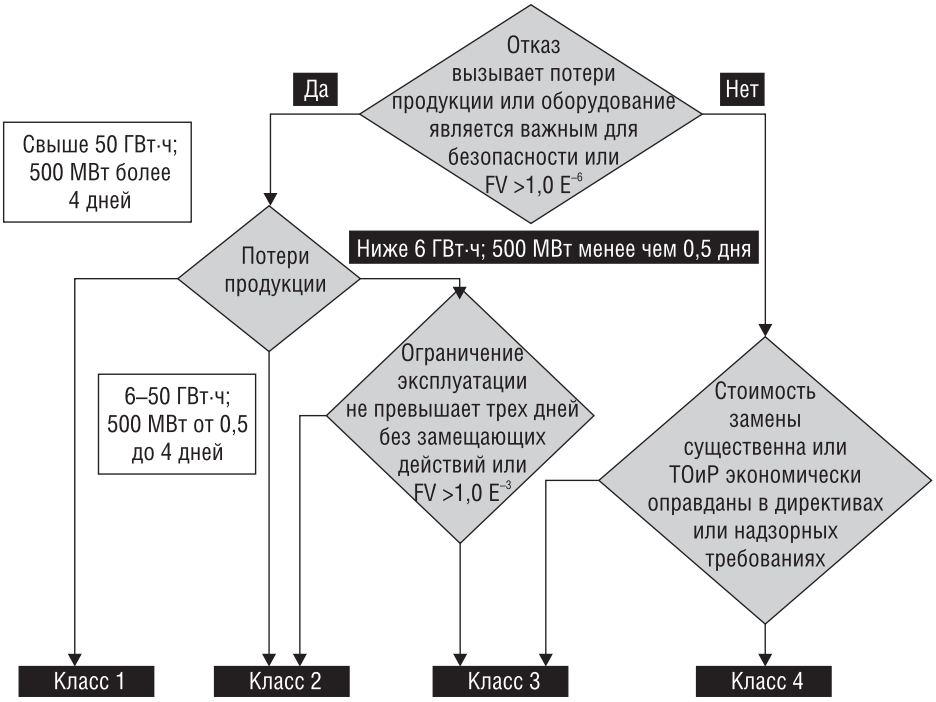


Рис. 3. Пример классификации оборудования на АЭС «Loviisa»

Дополнительная классификация элементов, как, например, это сделано на АЭС Ловииса (рисунок 3), должна быть разработана с учетом положений [4] в целях обеспечения устойчивости эксплуатации.

Для реализации этого положения предлагается каждому элементу, входящему в новый проект, например, «ВВЭР-ТОИ» присвоить одно из следующих классификационных обозначений:

- *H (high)* – отказ вызывает останов энергоблока
- *M (middle)* – отказ снижает нагрузку блока на 25 % и более от предшествующего уровня мощности
- *L (low)* – отказ снижает нагрузку блока не более, чем на 25 %
- *N (no)* – не влияет на энерговыработку
- *N/o (no/operation)* – не влияет на энерговыработку и может быть отремонтировано при работе блока на мощности

Это позволит более адресно направлять и использовать ресурсы на ТО и ремонт, исключить необоснованные затраты.

Список литературы

1. Федеральный закон от 21.11.1995 №170 – ФЗ «Об использовании атомной энергии».

2. Федеральный закон от 09.01.1996 №3 – ФЗ «О радиационной безопасности населения».

3. НП-001-97 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ–88/97)».

4. НП-004-08 «Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций».

5. НП-031-01 «Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций»

6. НП-044-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, для объектов использования атомной энергии».

7. НП-045-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды для объектов использования атомной энергии».

8. НП-068-05 «Трубопроводная арматура для атомных станций. Общие технические требования».

9. ПН АЭ Г-7-008-89 «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок».

10. ПН АЭ Г-7-009-89 «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения».

11. ПН АЭ Г-7-010-89 «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля».

12. НП-010-98 Правила устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности атомных станций.

13. СТО 1.1.1.01.0678-2007 «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций».

14. РД ЭО 0069-97 «Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций».

15. РД ЭО 1.1.2.01.0769-2008 «Организация ремонта оборудования атомных станций по техническому состоянию. Основные положения».

16. Документ МАГАТЭ TECDOC 1383 (2003) «Руководство по оптимизации программ технического обслуживания и ремонта атомных станций (Guidelines for optimizing nuclear power plant maintenance programmes)».

17. Документ МАГАТЭ TECDOC-498 (1989) «Положительная практика для улучшения показателей атомной станции (Good practices for improved nuclear power plant performance)».

18. Руководство по безопасности МАГАТЭ NS-G-2.6 (2002) «Ремонт, наблюдение и эксплуатационный контроль на атомных станциях (Maintenance, surveillance and in-service inspection in nuclear power plants)».

19. Документ МАГАТЭ TECDOC-1138 (2000) «Успехи в ремонте, связанные с безопасностью (Advances in Safety Related Maintenance)».

20. Руководство по безопасности МАГАТЭ №50-SG-07 (1983) «Техническое обслуживание атомных станций».

21. Свод положений и Руководства по безопасности МАГАТЭ №Q1-Q14.

22. Руководство ВАО WANO GL 2001-03 (март, 2002) «Руководство по проведению ремонта на атомных станциях (Guidelines for the Conduct of Maintenance at Nuclear Power Plants)».

23. ASME. Division 1. Rules for inspection and testing of components of light – water cooled plants.

24. ПК 1514-72 Правила контроля сварных соединений и наплавок узлов и конструкций атомных станций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок.

25. ОЭСН-2003 «Типовые отраслевые нормы времени, элементные сметные нормы на работы по техническому обслуживанию, ремонту и наладке систем и оборудования атомных станций».

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ АРГОНОДУГОВОЙ СВАРКИ ПРИ РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

Ходаков В.Д., Ходаков Д.В.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»
Карась В.А.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Ввиду специфики ремонтных работ с использованием сварки, связанной прежде всего с уникальностью выполняемых ремонтных операций, в отличии от заводов-изготовителей при ремонте оборудования и трубопроводов АЭС автоматическая сварка применяется сравнительно редко.

Таких примеров немного, например: выполнение кольцевых ремонтных швов на аустенитных трубопроводах РБМК-1000, ремонт кольцевых наплавок главных разъёмов реакторов ВВЭР-440 и глушение повреждённых теплообменных труб в коллекторах парогенераторов ПГВ-440.

Что касается реакторов ВВЭР-1000, то до сих пор какие-либо сведения о выполненных ремонтах с использованием сварки на этих энергоблоках отсутствуют.

Впервые серьёзные исследования возможности вести ремонт с использованием сварки были начаты в конце 80-х годов прошлого века, когда возникла необходимость выполнить замену 23 парогенераторов из-за образования трещин в перфорированной зоне коллекторов. / 1 /

Наиболее серьёзные исследования были выполнены на Украине применительно к Южно-Украинской АЭС /2/. Была разработана и аттестована технология сварки элементов ГЦТ Ду850 при замене парогенераторов ПГВ-1000М как в стандартную так и в узкую разделку /3/. Однако эта технология не нашла применения, поскольку не удалось автоматизировать восстановление антикоррозионной наплавки изнутри трубопровода, тем самым эффективность автоматизации ремонта оказалась недостаточной.

Необходимость выполнения аналогичных работ в России применительно, прежде всего, к Балаковской АЭС, также не получили развития. Возможно это было связано во многом с тем, что было выполнено разневоливание коллекторов в парогенераторах ПГВ-1000 и массовое повреждение коллекторов переместилось из зоны перфорации в зону крепления коллекторов к парогенератору (111 шов), которое могло быть отремонтировано без замены парогенераторов.

Начиная с 2007 года при проведении ППР на Нововоронежской и Кольской АЭС были обнаружены массовые повреждения узла крепления коллекторов в виде кольцевых трещин, образование которых связано с коррозией первого слоя предварительной наплавки.

В срочном порядке был разработан и применён первый вариант технологии ремонтов швов №23 на парогенераторах 3ПГ-1 блока №3Нововоронежской АЭС и 2ПГ-4 Кольской АЭС, который повторял технологию выполнения швов №23, используемую на заводе-изготовителе ЗИО-Подольск /4/. При этом так же учитывался опыт и анализировались технологические приёмы (операции) ранее проведенных (начиная с 1999 года) ремонтных работ на сварных соединениях №111 ПГВ-1000 /5/. В результате исследований характера и причин повреждения швов №23 было установлено, что повреждение виде кольцевой коррозионной трещины является характерным, присущим практически всем парогенераторам ПГВ-440 после длительной эксплуатации. На основании подготовленных Заключений было принято решение о плановом ремонте всех швов №23 приварки коллекторов к корпусам парогенераторов.

Таким образом, на сегодняшний день применительно к реакторам типа ВВЭР можно говорить о системном повреждении только двух швов: №111 на парогенераторах ПГВ-1000 и №23 на парогенераторах ПГВ-440.

Два года назад были начаты работы по автоматизации ремонта с использованием сварки этих швов по следующим причинам:

1) Достаточно большой объём ремонтных работ оправдывает значительные затраты по созданию дорогостоящего оборудования.

2) Характер повреждений позволяет использовать хорошо отработанную технологию орбитальной сварки.

3) Основные положения автоматизированной технологии ремонта не противоречат требованиям ПНАЭ Г-7-009-89.

Работы по механизации ремонта швов №23 были начаты практически сразу после обнаружения кольцевых трещин. Уже в 2008 году для вырезки поврежденных швов начали использовать труборезы, а начиная с 2010 года, начались работы по автоматизации восстановительной сварки.

Уже при подготовке Технического задания, выполняемого в рамках договора между ОАО НПО «ЦНИИТМАШ» и ОАО «Концерн Росэнергоатом», стало ясно, что для автоматизации ремонтной сварки швов №23 нужно решить целый комплекс проблем:

- С учётом большого объёма сварки и высокого требования к качеству сварных швов выбрать надёжный и производительный способ сварки;
- Выбрать и доработать сварочное оборудование и оборудование для механообработки;
- Выбрать сварочные материалы для проведения ремонта;
- Определиться с подготовкой под сварку (определить размер и форму вырезки).

В качестве способа сварки на основе анализа представленного в таблице 1 и на рисунке 1 был выбран способ TIG-Hot wire (аргонодуговая сварка неплавящимся электродом с подогретой присадочной проволокой*)*.

Этот способ сварки отлично зарекомендовал себя на ОАО («ЗиО») «Подольский машиностроительный завод» при производстве атомноэнергетического оборудования и обеспечивал более высокую производительность, чем сварка с холодной присадочной проволокой.

Таблица 1. Сравнительный анализ способов автоматической аргонодуговой сварки.

Способ сварки	Обозначение	Разрешение на применение	Качество	Производительность
Аргонодуговая сварка с холодной присадочной проволокой	TIG GTAW/ cold wire	есть	+	—
Аргонодуговая сварка с «горячей» присадочной проволокой	TIG GTAW/ hot wire	есть	+	+
Аргонодуговая сварка плавящимся электродом	MIG GMAW	есть	—	+
Аргонодуговая сварка порошковой проволокой		нет	—	+

В качестве сварочного оборудования было решено использовать позволяющий реализовать технологию (TIG-Hot wire) сварочный автомат «ПОЛИКАР»-РС 600 фирмы «Полисуд» специально разработанный для орбитальной сварки толстостенных трубопроводов в том числе и на отечественных заводах.

В качестве сварочных материалов предложено использовать отечественные сварочные проволоки Св-04Х19Н11М3, Св-10Х16Н25АМ6 и Св-07Х25Н13 диаметром 1,2 мм.

Исключительно важной технологической проблемой при ремонтной сварке является форма выборки (разделки). Поскольку вырезка дефектных швов производится с использованием труборезов одновременно с вырезкой производится формирование «усов» разделки. Возможные варианты заполнения ремонтных разделок представлены на рис.2.

Разделка «А» аналогична действующей на сегодняшний день технологии ремонта с использованием ручной сварки. Предлагается выполнять корневую часть с присадочной проволокой Св-07Х25Н13, то есть фактически выполнять защитную наплавку, а затем выполнять облицовку верхней кромки с присадочной проволокой Св-10Х16Н25АМ6 (сделать предварительную наплавку 1-го слоя на кромку из стали 22К). Полное заполнение ремонтной выборки произвести с использованием сварочной проволоки Св-04Х19Н11М3.

Вариант «Б» предусматривает полное заполнение разделки только с присадочной проволокой Св-07Х25Н13, при этом технология сварки существенно упрощается, обеспечивается высокая коррозионная стойкость сварного шва и стойкость к образованию горячих трещин. Поскольку такая технология является новой, для подтверждения требуемой работоспособности сварного соединения выполнены испытания и подготовлен Аттестационный отчёт /6/. На основании положительных результатов испытаний в настоящее время оформляется решение о применении новой технологии.

Разделка «В» может рассматриваться как перспективная, поскольку технология ремонта без формирующей пластины в узкую разделку требует серьёзной технологической проработки.

Для реализации вышеназванного Технического задания был заключён контракт с фирмой «Полисуд» (Франция) на поставку сварочного автомата «Поликар-РС 600». Для адаптации сварочного автомата применительно к ремонтной сварке швов №23 ПГВ-440 Кольской АЭС была подключена конструкторская организация ОАО ЗАО «Химмаш» (рис.3)

Основные компоненты сварочного автомата, позволяющего вести сварку в режиме дистанционного наблюдения и управления, приведены на рис.4,5.

В 2011 году специализированный автомат был изготовлен. Ввиду высокой компьютеризации сварочного автомата, непосредственно на фирме «Полисуд» было проведено обучение персонала Кольской АЭС и

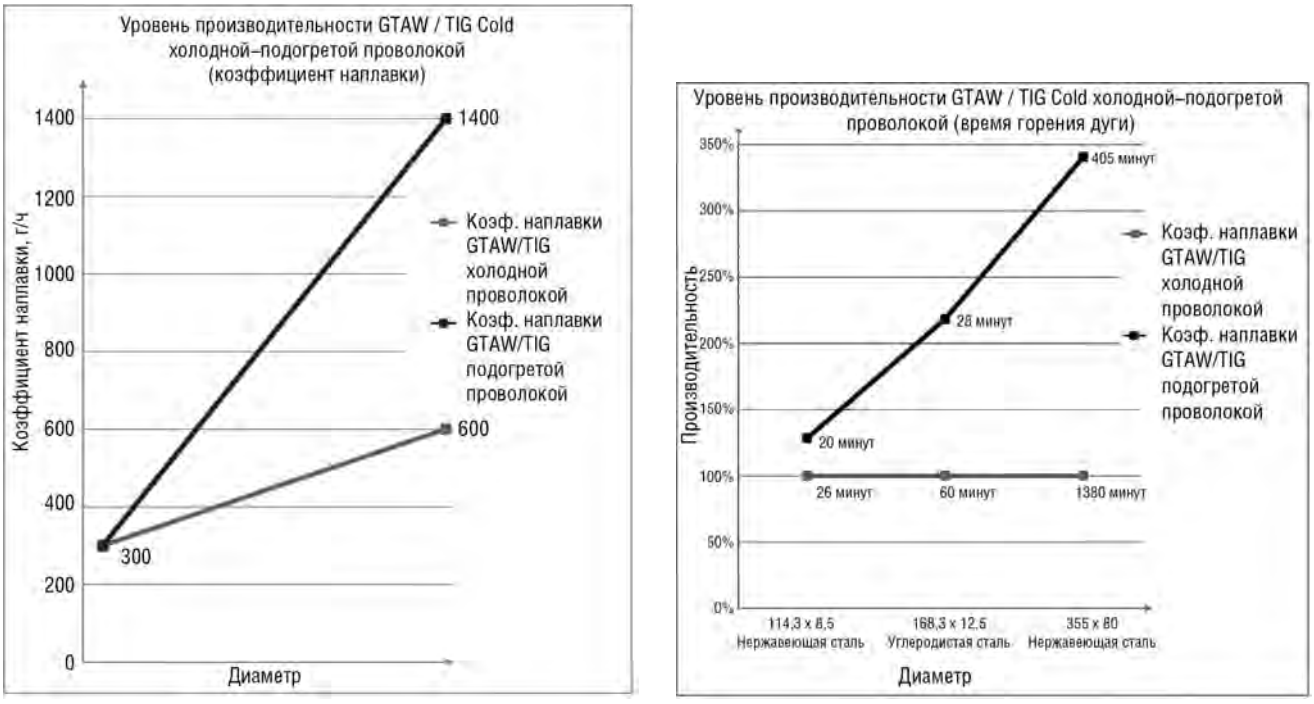


Рисунок 1. Сравнительный анализ производительности сварки с холодной и подогретой присадочной проволокой.

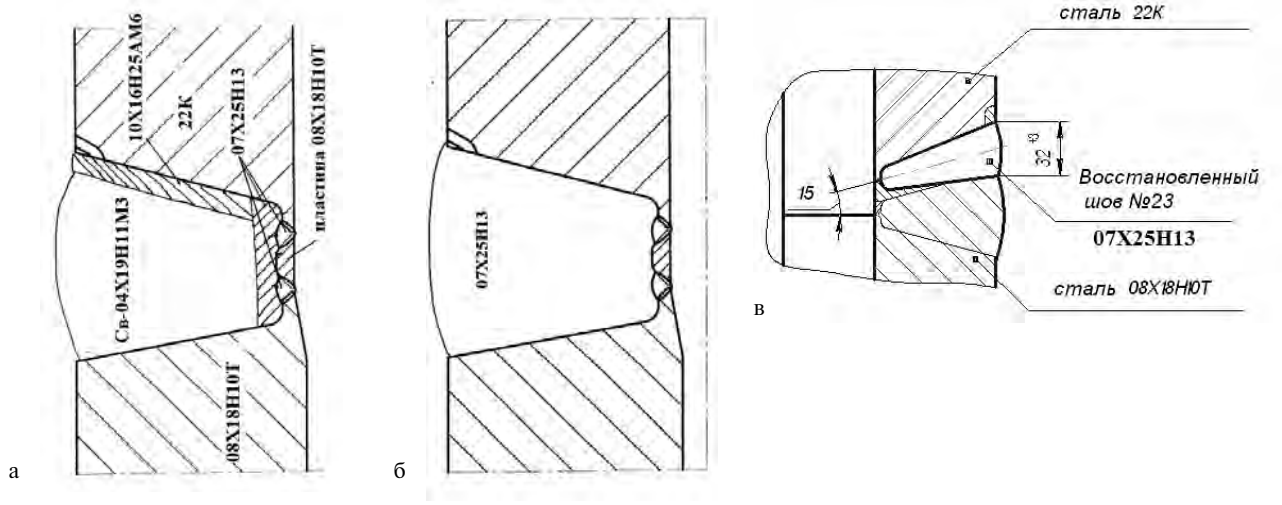


Рисунок 2. Варианты разделок (выборок) при ремонте шва №23.



Рисунок 3. Сварочная установка фирмы Polysoude на направляющем кольце.

ОАО НПО «ЦНИИТМАШ», произведена заварка макета (рис.6) и выданы соответствующие сертификаты.

В настоящее время на Кольской АЭС подготавливается контрольное сварное соединение для производственной аттестации технологии ремонта швов №23 с использованием автоматической аргонодуговой сварки.

В 2012 году предполагается начать работы по автоматизации ремонта швов №111. В таблице 2 сопоставляются швы №23 и №111. Из этой таблицы следует, что, несмотря на очевидную схожесть условий ремонта этих швов, существует большая разница в действующих на сегодняшний день ремонтных технологиях (табл. 2).

Таблица 2. Сопоставление швов №23 и №111

Параметр	№23	№111
Назначение	Крепление коллектора к парогенератору	Крепление коллектора к парогенератору
Вид повреждения	Зональное, ЗДКР	Кольцевое, МКК
Выборка	Секторная	Кольцевая
Сварочные материалы	Св-07Х25Н13 Св-10Х16Н25АМ6 Св-04Х19Н11М3	Св-10Г1НМА
Термообработка	Без термообработки	С термообработкой

Предполагается, что в рамках новой работы по автоматизации ремонта узла крепления коллектора к парогенератору (шов №111) будут решаться следующие главные задачи:

1. Переход с секторной выборки на кольцевую, с механообработкой внутренних поверхностей кармана (1).

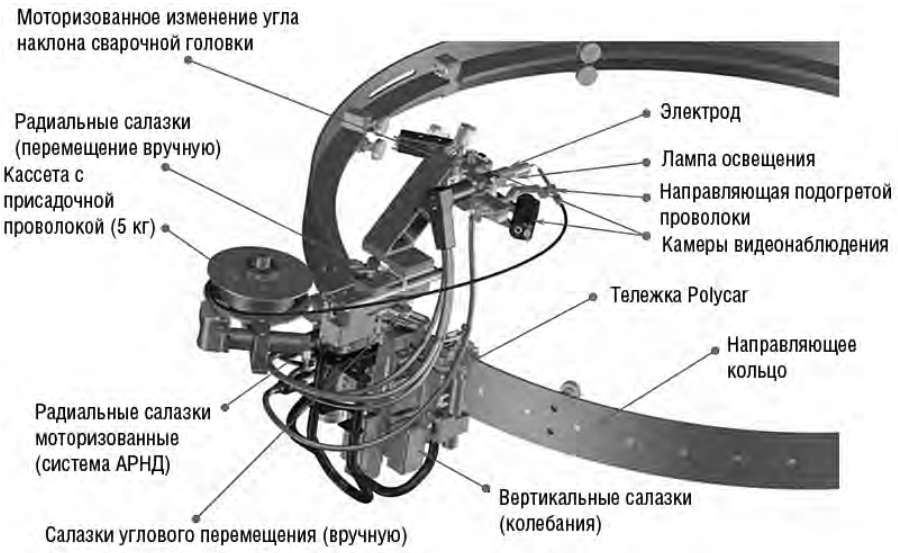


Рисунок 4. Основные узлы сварочного автомата

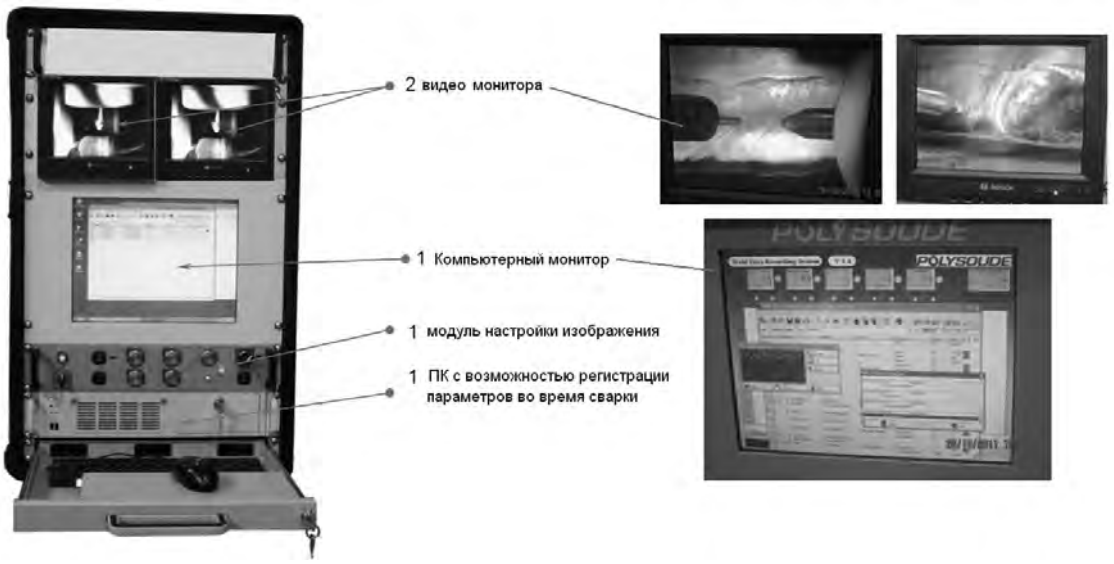


Рисунок 5. Оборудование программирования и контроля

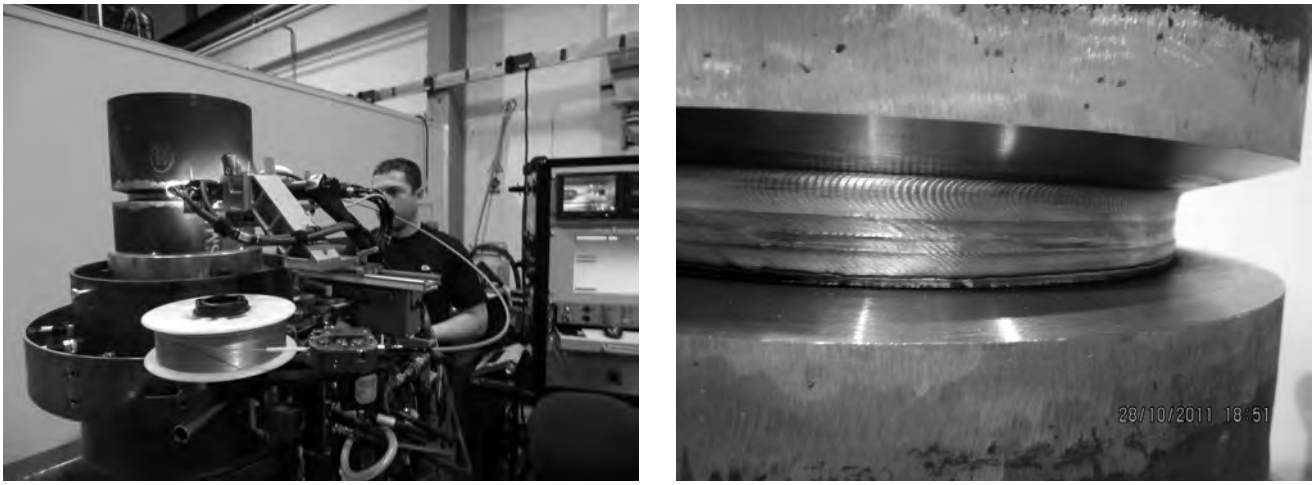


Рисунок 6. Автоматическая аргонодуговая сварка с горячей присадочной проволокой Св-07Х25Н13 макета сварного соединения №23.

2. Повышение производительности сварки путём одновременной сварки двумя сварочными головками.

3. Раскрепление коллектора и трубопровода ГЦТ.

4. Определение усадки и перемещения коллектора при кольцевой вырезке.

5. Разработка сварочной проволоки для сварки стали 10ГН2МФА, обеспечивающей стойкость против образования пор.

Результаты по решению вышеназванных задач, вероятнее всего, будут доложены в ОАО «Концерн Росэнергоатом» на следующей конференции.

Список литературы

1. Лукасевич Б.И., Трунов Н.Б., Драгунов Ю.Г., Давиденко С.Е. «Парогенераторы реакторных установок ВВЭР для атомных электростанций – М. ИКД Академкнига. 2004г.

2. Царюк А.К. и др. К вопросу выбора технологии сварки элементов ГЦТ Ду850 при замене парогенераторов ПГВ-1000М на АЭС. Автоматическая сварка №10.2005 год.

3. Царюк А.К. и др. Разработка и аттестация технологии АрДС в узкую разделку элементов ГЦТ Ду850 на АЭС. Автоматическая сварка №5.2006 год.

4. Типовая технологическая инструкция «Ремонт разнородных сварных соединений приварки переходных втулок из стали 08Х18Н10Т к патрубкам Ду1100 из стали 22К узла крепления коллекторов к патрубкам ПГВ-4М, ПГВ-4Э, ПГВ-213 энергоблоков ВВЭР-440» 2008г.

5. Ходаков В.Д., Зубченко А.С. «Опыт эксплуатации и ремонта разнородных сварных соединений оборудования и трубопроводов из аустенитных и перлитных сталей». Вопросы атомной науки и техники. Выпуск 23. 2008 год.

6. Аттестационный отчет: «Разработка технологии ремонта разнородных сварных соединений приварки коллекторов теплоносителя из нержавеющей стали 08Х18Н10Т к корпусу парогенератора ПГВ-440 с использованием сварочных материалов типа 07Х25Н13». ОАО НПО «ЦНИИТМАШ», 2012 год.

АВТОМАТИЗАЦИЯ СВАРОЧНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ МОНТАЖЕ И РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДОВ АЭС

Хаванов В.А., Хорев В.Н., Козлов В.Е., Губа С.В.
ОАО «НИКИМТ-Атомстрой» Москва

При монтаже и ремонте энергоблоков АЭС значительная доля трудозатрат приходится на сварку неповоротных стыков трубопроводов, которая производится в различных пространственных положениях и характеризуется высокой плотностью расположения свариваемых труб и затесненностью рабочего пространства. В условиях крупномасштабного производства и при чрезвычайно высоких требованиях по качеству сварных соединений, достижение высокой производительности работ и стабильности качества сварных соединений возможно только при широком внедрении автоматической сварки. Весомым преимуществом автоматической сварки по сравнению с ручной при проведении ремонтных работ на оборудовании АЭС является также радикальное улучшение условий труда сварщиков, особенно в затесненном рабочем пространстве и при наличии вредных воздействий окружающей среды (радиационное, термическое, токсическое и др.). В атомной отрасли задача внедрения автоматической сварки при монтаже трубопроводов была возложена на НИКИМТ как на головную организацию Минсредмаша по монтажу и ремонту объектов отрасли и по сварке. НИКИМТ первым в стране освоил производство трубосварочных автоматов и стал основным разработчиком технологических процессов орбитальной сварки.

Для обеспечения выполнения современных требований по безопасности и производительности монтажных работ, а также по качеству сварных соединений неповоротных стыков труб, для автоматической орбитальной сварки необходимо использовать комплексы оборудования по типоразмерам свариваемых труб в составе: трубофаскорез, центратор для сборки соединения, трубосварочный автомат. Именно такую комплектность обеспечивает ОАО «НИКИМТ – Атомстрой», трубосварочное оборудование которого всегда находило широкое применение в атомной отрасли, успешно применяется в настоящее время, в том числе для проведения ремонтов на действующих АЭС.

Примером эффективной деятельности в этом направлении может служить масштабное использование сварочного оборудования и технологий НИКИМТ при монтаже РУ РБМК, когда автоматизация сварки трубопроводов достигала 80 - 85%, а также ремонт трубопроводов Ду300 РУ РБМК. По разработанным НИКИМТом усовершенствованным технологиям ремонтной сварки, в том числе с использованием комплексов СА-673, за период с 2001 по 2007г. было отремонтировано на САЭС, КуАЭС, ЛАЭС более 1200 сварных соединений Ду300. Примененная в комплексе СА673 система дистанционного управления позволяет размещать оператора-сварщика на расстоянии до 50 метров от места сварки – в радиационно-безопасном месте.

Сегодня ОАО «НИКИМТ – Атомстрой» остается одним из основных в отрасли разработчиком и поставщиком оборудования и технологий автоматической орбитальной сварки, которые в совокупности с надлежащей подготовкой персонала обеспечивают возможность автоматизации орбитальной сварки трубопроводов практически всех типоразмеров из аустенитных сталей и большинства типоразмеров из перлитных сталей, применяемых при сооружении энергоблоков АЭС.

В монтажном производстве используются, в основном, трубосварочные автоматы двух типов - со сварочной головкой корпусного или тракторного типа.

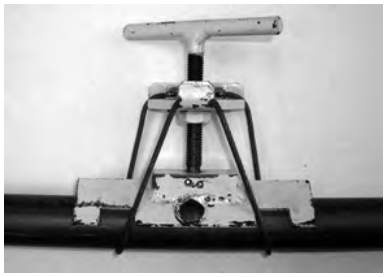
Исходя из оптимальных соотношений массогабаритных показателей и технологических характеристик, для труб диаметром до 150 мм, предлагается использовать в составе автомата трубосварочные головки корпусного типа, которые отличает удобство и быстрота монтажа на трубе, малая установочная база, возможность сварки труб различных диаметров головкой одного типоразмера без существенной её переналадки.

Головки тракторного типа комплектуются кольцевыми направляющими на необходимые диаметры труб и имеют определенные преимущества перед корпусными при сварке труб диаметром более 150 мм.

Для ряда ремонтных операций использование специального сварочного автомата является единственно возможным средством выполнения сварки. К сварочным автоматам такого рода можно отнести внутритрубные автоматы, отличительной особенностью которых является высокая плотность размещения механизмов и узлов в сварочной головке, нетрадиционное конструктивное их исполнение, полностью механизированное дистанционное управление всеми настроечными и управляющими движениями, обязательное наличие системы дистанционного наблюдения.



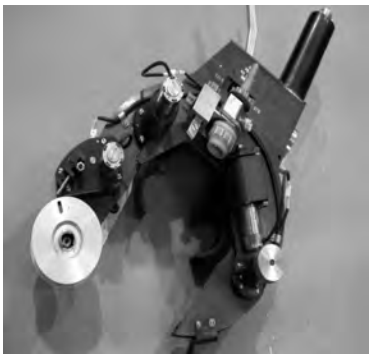
Трубофаскорез



Центратор

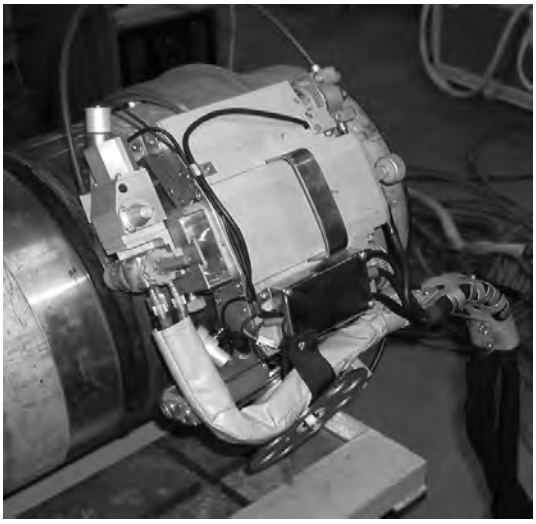


Трубосварочная головка





Сварочные головки корпусного типа (модели ОДА 42-76П, ОДА-26М, ОДА-42М)




Сварочная головка и аппаратура дистанционного управления комплекса СА-673



Автомат СА-160М2



Автомат СА-584

С развертыванием в отрасли работ по масштабному сооружению энергоблоков по проекту АЭС-2006, руководством ОАО «НИКИМТ-Атомстрой» было принято решение реализовать автоматическую орбитальную сварку при монтаже трубопроводов реакторной установки ВВЭР-1200, в том числе, главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ). Оборудование и технологии автоматической орбитальной сварки ОАО «НИКИМТ-Атомстрой» в совокупности с надлежащей подготовкой персонала уже сегодня дают возможность автоматизировать монтажную сварку трубопроводов практически всех типоразмеров из аустенитных, перлитных и двухслойных сталей, применяемых при сооружении энергоблоков АЭС-2006.

Особого внимания заслуживает задача автоматизации монтажной и ремонтной сварки главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ). Автоматизация орбитальной сварки ГЦТ представляет сложнейшую технологическую задачу, но поскольку именно этот объект монтажа содержит наибольший объем сварочных и сопутствующих работ, разработка и аттестация технологии его автоматической сварки является для ОАО «НИКИМТ-Атомстрой» особо важной. По результатам выполненных НИР и ОКР разработана и оформлена вся необходимая техническая документация на технологию автоматической сварки ГЦТ, что позволяет в производственных условиях получать сварные соединения, качество которых отвечает требованиям нормативных документов. Изготовлены и поставлены на площадку НВАЭС-2 5 сварочных комплексов СА704 и



Две сварочные головки комплексов СА 704 на контрольном стыке ГЦТ

специализированный трубофаскорез, проведена подготовка и аттестация персонала монтажной организации. Созданные в ОАО «НИКИМТ-Атомстрой» технология и комплекс СА704 позволяют сократить сроки монтажа главного циркуляционного контура по сравнению с ручной электродуговой сваркой на 30-40%, а внедрение разработанного технологического варианта сварки стыка ГЦТ одновременно двумя автоматами СА-704 дает дополнительное сокращение сроков сварки еще на 30–40%.

Секция 1. **Безопасная и эффективная эксплуатация АЭС России**

Повышение надежности тепломеханического оборудования, материаловедение и контроль металла, диагностика, ресурс, модернизация и продление срока службы АЭС

Повышение надежности тепломеханического оборудования, диагностика, ресурс, модернизация и продление срока службы АЭС

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ПО ПРОДЛЕНИЮ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ БН-600

Васильев Б.А., Виленский О.Ю., Каманин Ю.Л.
ОАО «ОКБМ Африкантов», г. Нижний Новгород

Введение

Реакторная установка на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем БН-600 была введена в эксплуатацию в апреле 1980 года в составе энергоблока №3 Белоярской АЭС. Установленный проектом срок эксплуатации энергоблока №3 с РУ БН-600 (30 лет) истек 8 апреля 2010 года.

Основой возможности продления срока службы энергоблока №3 Белоярской АЭС с реактором БН-600 послужила его надежная и безопасная эксплуатации (см. табл. 1).

Работы по оценке возможности продления срока эксплуатации энергоблока с РУ БН-600 были инициированы Белоярской АЭС в 1998 г.

Возможность эксплуатации энергоблока за пределами срока, установленного проектом, в основном, определяется ресурсными характеристиками незаменяемого оборудования. К такому оборудованию, в первую очередь, относятся корпус и внутрикорпусные конструкции реактора БН-600. Большая часть этих конструкций недоступна для контроля и проведения ремонта. Поэтому в обосновании работоспособности указанных конструкций особую значимость имеет расчетный анализ. С учетом изложенного и в связи со специфическими условиями эксплуатации внутрикорпусных конструкций реактора БН-600 (высокого уровня температур и интенсивного нейтронного облучения), потребовалась разработка и использование новой методологии обоснования прочности конструкций с учетом эффектов радиационного распухания, радиационно-термической ползучести, деградации механических свойств конструкционных материалов на временной базе $3 \cdot 10^5$ часов и под облучением, а также развития постулируемых трещиноподобных дефектов.

Таблица 1

КИУМ	78% за последние 5 лет (близко к КИУМ серийных ВВЭР – 79.9% за тот же период времени). Внеплановые потери <1%
Выгорание топлива и кампания	Увеличены среднее выгорание топлива с 42 до 70 МВт·сут/кг, продолжительность кампании ТВС ~ в 2,5 раза
Течи натрия	27 течей натрия наружу (из них 5 течей р/а натрия) и 12 течей в ПГ. Течи наружу были обусловлены, в основном, отклонениями в качестве изготовления вспомогательных трубопроводов. Последняя течь натрия наружу - в 1994 г., в ПГ - в 1991 г.
Аварийные остановы реактора	Среднее число аварийных остановов реактора на 7000 ч. работы – 0,2 (по АЭС мира – 0.5-0.7). За период 2000 – 2010 гг. аварийные остановы реактора отсутствовали
Средний выход р/а газов за последние 7 лет	1% от допустимого уровня (в 4 раза ниже показателя АЭС с ВВЭР за тот же период)
Коллективная доза за последние 6 лет	0.54 чел.Зв в год (в 2 раза ниже аналогичного показателя АЭС с ВВЭР)

Работы по обоснованию работоспособности незаменяемого оборудования реактора БН-600 при возможном продлении проектного срока эксплуатации энергоблока ОКБМ проводил совместно с Белоярской АЭС, ЦНИИ КМ «Прометей», ГНЦ РФ ФЭИ и другими организациями.

Другим важным направлением работ стала оценка возможности продления до 45 лет срока эксплуатации заменяемого оборудования РУ БН-600, разработанного ОКБМ, с учетом техобслуживания, ремонта и замены его отдельных деталей. Результаты анализа работы заменяемого оборудования необходимы для определения своевременного заказа комплекта запасных частей и принадлежностей (ЗИП) и подготовки технологий замены оборудования или ремонта.

Классификация оборудования и модель эксплуатации БН-600

На первом этапе был обоснован и составлен перечень «критических» узлов, определяющих принципиальную возможность продления срока эксплуатации реактора.

Перечень незаменяемых «критических» элементов реактора БН-600, определяющих его ресурс, был составлен исходя из следующих критериев:

- невозможность замены и ремонта;
- недоступность для осмотра и контроля технического состояния;
- максимальные значения основных повреждающих факторов, прежде всего радиационного облучения, а также температурного воздействия и циклических нагрузок;
- влияние на безопасность.

В соответствии с этими критериями к «критическому» было отнесено следующее оборудование реактора (рис. 1):

- корпус,
- напорная камера,
- подпорка сборок активной зоны (отражатель),
- коллекторы,
- опорный пояс,
- блок напорного трубопровода,
- опора теплообменника,
- трубы боковой радиационной защиты.

Заменяемое реакторное (рис. 1) и внереакторное оборудование РУ БН-600, разработанное ОКБМ, можно разделить на две группы. К первой из них относится оборудование, процессы техобслуживания, ремонта и замены которого освоены или не требуют больших материальных и временных затрат:

- исполнительные механизмы СУЗ;
- подвески ионизационных камер и счетчиков;
- главные циркуляционные насосы I и II контуров (ГЦН-I и ГЦН-II);
- механизм перегрузки;
- механизм передачи пакетов перегрузочного и обмывочного боксов.

Оборудование, процессы ремонта или замены которого связаны с относительно длительным (порядка нескольких месяцев) простоем реактора и значительными материальными затратами, составляет вторую группу:

- поворотная пробка;
- центральная поворотная колонна;
- промежуточный теплообменник (ПТО);
- элеваторы загрузки – выгрузки;
- фильтр-ловушки системы очистки натрия;
- парогенераторы (разработки ОКБ «Гидропресс»).

Модель эксплуатации оборудования на период продления срока службы была сформирована на основе фактического количества режимов эксплуатации РУ БН-600 и прогноза их дальнейшей реализации.

Перечень режимов нормальной эксплуатации, нарушений нормальной эксплуатации и количество режимов, формирующих циклы теплосмен, учитываемые в обосновании работоспособности оборудования РУ БН-600 при продлении его эксплуатации до 45 лет, представлены в табл. 2.

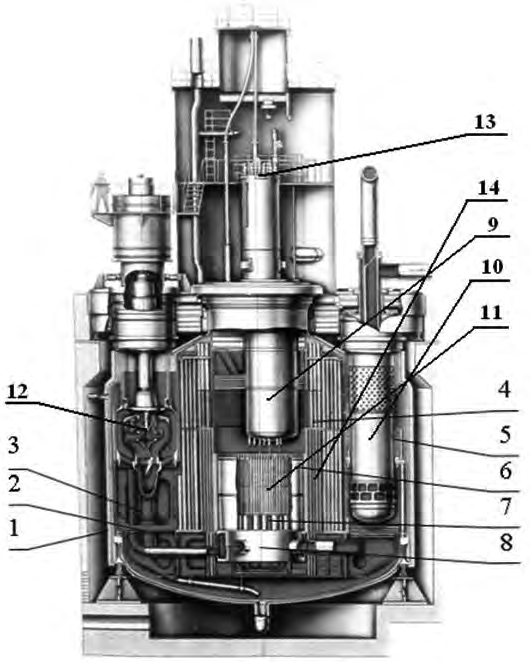


Рис. 1. «Критические» элементы реактора БН-600: 1 – корпус; 2 – опорный пояс; 3 – блок напорного трубопровода; 4 – трубы боковой защиты; 5 – опора теплообменника; 6 –подпорка; 7 – коллекторы; 8 – напорная камера; 9 – центральная поворотная колонна (ЦПК); 10 – промежуточный теплообменник (ПТО); 11 – активная зона; 12 – главный циркуляционный насос (ГЦН-1); 13 – исполнительные механизмы (ИМ) СУЗ; 14 – элеваторы загрузки-выгрузки

Анализ проектной и фактической моделей эксплуатации реактора БН-600 показал, что фактическое количество режимов существенно меньше принятого в проекте.

Результаты работ при обосновании работоспособности незаменяемых элементов реактора БН-600 в течение 45 лет эксплуатации

В 2004г. ОКБМ была выполнена предварительная оценка возможности сверхпроектной (до 40-45 лет) эксплуатации «критических» узлов реактора БН-600 – незаменяемых элементов конструкции, работающих в наиболее тяжелых условиях. Оценки прочности незаменяемых элементов выполнялись с использованием положений «Норм прочности...» [1] на основе имевшихся данных по условиям нагружения, физико-механическим характеристикам конструкционных материалов и напряженно-деформированному состоянию (НДС) в различных режимах эксплуатации этих элементов. В целом результаты выполненной работы подтвердили наличие резерва работоспособности основных незаменяемых конструкций, однако, вывод о возможности продления эксплуатации РУ БН-600 до 45 лет носил предварительный характер.

Это было связано с необходимостью усовершенствования методик расчёта накопления и развития повреждений в материале, а также с определением и прогнозированием служебных характеристик конструкционных материалов и их сварных соединений с учетом влияния

Таблица 2

Режим работы реактора	Количество циклов		
	Проект на 30 лет	Фактическое за 1980–2009 гг.	Прогнозируемое за 45 лет до 2025 г.
Изменения мощности реактора в пределах 25-100% $N_{ном.}$ со скоростью изменения температуры на выходе из активной зоны не более 30 °С/ч	Не оценивается		
Останов реактора со скоростью изменения температуры на выходе из реактора не более 30 °С/ч с расхолаживанием до температуры натрия в баке реактора 220-300 °С	150	78	170*
Срабатывание быстрой аварийной защиты (БАЗ) реактора на уровне мощности реактора 30%$N_{ном.}$ с расхолаживанием до температуры натрия в баке реактора 220 – 300 °С	200	24	60*
Пуск блока после останова или БАЗ со скоростью изменения температуры натрия на выходе из активной зоны не более 30 °С/ч	350	112	230*
Отключение петли теплообмена на уровне мощности реактора 30%$N_{ном.}$, в том числе на петлю	250 120	74 32	220* 85*
Подключение неработающей петли на уровне мощности реактора до 35%$N_{ном.}$ при двух других работающих петлях, в том числе на петлю	200 100	50 22	160* 80*

* Принято консервативно для расчетов прочности оборудования

облучения и длительности нагружения до $3 \cdot 10^5$ часов (45 лет эксплуатации с КИУМ=0,8) при температурах выше 450 °С. Также потребовалось уточнение расчетов нейтронных и температурных полей и, соответственно, НДС наиболее нагруженных незаменяемых элементов.

Для решения задачи обоснования работоспособности незаменяемых элементов реактора БН-600 в течение 45 лет эксплуатации были выполнены следующие основные экспериментальные, методические и расчетные работы:

- проведен комплекс материаловедческих исследований физико-механических характеристик основного конструкционного материала - аустенитных сталей типа Х18Н9 - с учетом нелинейного деформирования материала для временной базы до $3 \cdot 10^5$ часов и влияния облучения. На основе проведенных исследований ЦНИИ КМ «Прометей» с участием ОКБМ был разработан и апробирован руководящий документ (РД) «Методика расчета прочности основных элементов реакторных установок на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем» [2], применяемый на стадиях эксплуатации и продления назначенного срока службы для расчетного обоснования прочности элементов РУ по критериям циклической, длительной циклической прочности и длительной статической прочности при зарождении и развитии трещин, а также для расчета формоизменения элементов РУ. Разработанный РД был одобрен Ростехнадзором и введен в действие концерном «Росэнергоатом» в мае 2007г.;
- проведены уточненные расчеты пространственных нейтронных и температурных полей в незаменяемых элементах с учетом фактической модели эксплуатации РУ БН-600 и использованием современных программных средств;
- проведены расчеты НДС незаменяемых элементов реактора (в том числе радиационного формоизменения подпорки) с использованием современных программных средств и оценка их повреждаемости с учетом фактической и прогнозируемой модели эксплуатации РУ на срок 45 лет;
- выполнены расчеты ресурсных характеристик незаменяемых элементов реактора по критериям механики разрушения на стадии развития постулируемых трещиноподобных дефектов в конструкционном материале и сварных соединениях.

В табл. 3 представлены условия эксплуатации, механизмы накопления повреждений и результаты оценок прочности незаменяемых элементов реактора БН-600.

По условиям нейтронного облучения существенное радиационное повреждение ожидается только для одного из незаменяемых элементов – подпорки, ограничивающей массив сборок активной зоны. Для этого элемента конструкции прогнозируется фор-

Таблица 3

Наименование элемента	Макси-мальная темпе-ратура, °С	Максимальный флюенс нейтронов (E>0,1 МэВ), $см^{-2}$	Основные механизмы накопления повреждений	Возможность зарождения/ развития трещин до критических размеров
Корпус	450	$2,5 \cdot 10^{18}$	МЦУ*	Нет/нет
Напорная камера	370	$6 \cdot 10^{19}$	МЦУ	Нет/нет
Подпорка	530	$\sim 10^{23}$	Распухание, ползучесть, МЦУ охрупчивание,	Есть/нет
Коллекторы	385	$\sim 10^{22}$	Охрупчивание, МЦУ	Нет/нет
Опорный пояс	450	$< 10^{18}$	МЦУ	Нет/нет
Блок напорного трубопровода	375	$< 10^{18}$	МЦУ	Нет/нет
Опора ПТО	540	10^{18}	МнЦУ**, ползучесть	Есть/нет
Трубы боковой защиты	540	$4 \cdot 10^{19}$	МнЦУ, ползучесть	Нет/нет

* МЦУ – малоцикловая усталость

** МнЦУ – многоцикловая усталость

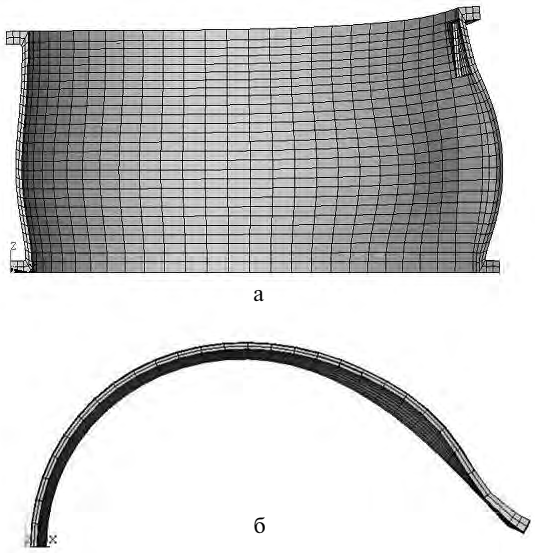


Рис. 2. Формоизменение верхней несущей обечайки подпорки после 45 лет эксплуатации (масштаб перемещений увеличен в 20 раз). а — вид сбоку; б — вид сверху на сечение с максимальным распуханием

моизменение вследствие неравномерного по объему радиационно-термического воздействия в течение 45 лет эксплуатации (рис. 2). Проведенный анализ формоизменения несущей обечайки подпорки (максимальное увеличение высоты на 21 мм, диаметра в направлении элеваторной выгородки на 62 мм и уменьшение диаметра в перпендикулярном направлении не более чем на 9 мм) показал, что оно не приведет к потере работоспособности оборудования, связанного с подпоркой: сборок активной зоны, элеваторов загрузки-выгрузки и механизма перегрузки.

Оценки циклической и длительной повреждаемости в незаменяемых элементах реактора БН-600 с использованием РД [2], проведенные по результатам анализа НДС, показали, что в течение 45 лет эксплуатации возможно зарождение трещин в следующих элементах:

- верхней несущей обечайке подпорки (в зоне повышенных температур под опорами элеваторов) за счет ползучести в условиях нейтронного облучения;
- опорах элеваторов (в основании выреза под направляющую трубу) за счет малоцикловой усталости в условиях нейтронного облучения;
- опоре теплообменника отключенной петли (в районе нижней части входных окон) в режиме работы на 2-х петлях за счет многоцикловой усталости при термопульсациях.

В остальных незаменяемых элементах реактора БН-600 накапливаемые за 45 лет повреждения получаются существенно ниже допускаемых значений по критерию зарождения трещины.

Расчеты роста постулированных трещин, зарождающихся в процессе эксплуатации или развивающихся из технологических дефектов, локализованных в сварных соединениях, проведенные для незаменяемых элементов с использованием РД [2], показали, что эти трещины не достигают своих критических размеров в течение 45 лет эксплуатации РУ БН-600.

Таким образом, согласно результатам выполненных исследований, работоспособность незаменяемых элементов реактора БН-600 в течение 45 лет эксплуатации энергоблока №3 Белоярской АЭС обеспечивается [3].

Результаты обоснования работоспособности заменяемых элементов РУ БН-600 при продлении срока эксплуатации

При подготовке к обоснованию работоспособности заменяемого оборудования РУ БН-600, разработанного ОКБМ, при продлении его срока эксплуатации были созданы методики оценки технического состояния и остаточного ресурса для каждого типа заменяемого оборудования и выполнены соответствующие работы по обоснованию продления срока эксплуатации оборудования [4].

Ресурс ПТО определяется верхней трубной доской (ВТД). Именно на наружной поверхности ВТД и примыкающей к ней обечайки были обнаружены трещины с максимальной глубиной до 7 мм в извлеченном из реактора в 2006 г. теплообменнике 5ПТО-А.

Анализ причин возникновения трещин показал, что они могли образоваться в результате воздействия пульсаций температур, вызванных смешением разнотемпературных потоков: натрия, поступающего на вход ПТО (с температурой 550°С) и натрия, поступающего из системы охлаждения корпуса реактора (с температурой 390°С).

В результате расчетно-экспериментальных исследований, проведенных ОКБМ и ЦНИИ КМ «Прометей» было установлено, что зарождение и распространение трещин в ВТД ПТО происходило, в основном, по межзеренному механизму за счет многоцикловой усталости. Расчетный анализ развития трещин, выполненный с использованием экспериментальных значений циклической трещиностойкости материала ПТО показал, что при самых консервативных предпосылках глубина обнаруженных трещин не достигнет критического значения.

Таким образом, выполненные расчетно-экспериментальные исследования подтвердили возможность продления срока эксплуатации теплообменников РУ БН–600 до 45 лет.

Элементами, определяющие ресурс ИМ СУЗ, являются нижние части штанг и лапки захватов, работающие в среде теплоносителя в условиях высоких температур (до 580°С), температурных пульсаций и интенсивного нейтронного облучения.

Ресурс ИМ СУЗ в нижней части ограничивается 160 тыс. часов (пробка со штангой), в верхней части – 240 тыс. часов (сервопривод), что соответствует 25 годам срока службы.

Учитывая наличие необходимого количества ЗИПа по ИМ СУЗ, возможность их работы в РУ БН-600 обоснована в течение 45 лет.

Основным фактором, ограничивающим работоспособность ГЦН-I, является кавитационно-эрозионный износ лопастей рабочего колеса (ресурс – 57000 ч), требующий их периодической замены. Ресурс рабочих колес ГЦН-II выше (125000 ч) в связи с более легкими условиями эксплуатации. Обеспечение 45-летнего срока эксплуатации РУ БН-600 будет обеспечиваться изготовлением необходимого количества запасных рабочих колес и другого ЗИПа.

Фильтр-ловушки предназначены для очистки натрия I и II контуров, а также контура охлаждения барабана отработавших сборок (БОС) РУ БН-600. Срок службы фильтр-ловушек определяется, в основном, ресурсом по накоплению примесей.

Суммарный остаточный ресурс фильтр-ловушек I контура и контура охлаждения БОС по накоплению примесей достаточен для продления их срока эксплуатации до 45 лет.

Ресурс фильтр-ловушек II контура может продлеваться после проведения регенерации. За период эксплуатации РУ БН-600 проведена регенерация двух фильтр-ловушек II контура из имеющихся шести. При регенерации ее продукты локализуются в днищевой части фильтр-ловушки (зона отстойника) и частично остаются там после завершения процесса, незначительно уменьшая полезный объем, что, как показывает опыт дальнейшей эксплуатации указанных ловушек, а также ранее длительно эксплуатирующихся аналогичных ловушек РУ БН-350, не оказывает заметного влияния на их основные характеристики (вместимость по накоплению примесей, расход натрия).

Элеваторы загрузки и выгрузки сборок активной зоны являются взаимозаменяемыми элементами.

Определяющую роль в работоспособности элеваторов играют их нижние части (направляющая, втулка, накладки), эксплуатирующиеся в условиях высоких температур и нейтронного облучения. Выполненный анализ радиационного формоизменения и термоциклической прочности вышеуказанных конструкций показал их работоспособность в течение 45 лет эксплуатации.

В процессе эксплуатации также необходимо проводить контроль технического состояния элеваторов в соответствии с разработанной инструкцией и, при необходимости, выполнять текущий ремонт (замену отдельных элементов) в соответствии с руководством по среднему ремонту.

Ресурсные характеристики модулей трех парогенераторов (ПГ) БН-600 составляют:

- испарителей (из стали 10Х2М) – 105000 час (15 лет);
- перегревателей, включая промежуточные (из стали Х18Н9) – 200000 час (30 лет),

Продление срока эксплуатации РУ до 45 лет обеспечено изготовлением и заменой всех 72 модулей ПГ.

Таким образом, при обеспечении проведения контроля технического состояния, наличия ЗИП, рассчитанного на эксплуатацию до 2025г., своевременном ремонте или замене изношенных деталей заменяемого оборудования РУ БН-600 его эксплуатация в течение 45 лет обеспечивается.

Основные мероприятия по повышению безопасности РУ БН-600

На основании выполненного анализа состояния энергоблока №3 БАЭС были определены следующие основные мероприятия по повышению безопасности реакторной установки:

- оснащение РУ дополнительной системой аварийного расхолаживания (САРХ);
- создание второго комплекта аппаратуры аварийной защиты реактора;
- сооружение резервного пункта управления;
- оснащение реактора средствами измерения температуры натрия до 1000 °С.

Основной работой, потребовавшей наибольшего объема обоснования, разработки проектной и конструкторской документации была работа по созданию дополнительной системы САРХ. Данная система обеспечивает возможность управления запроектной аварией, связанной с полным обесточиванием. Система подключается к одной из петель 2-го контура и включает в себя теплообменник натрий-воздух (ВТО), циркуляция через который обеспечивается ЭМН, для питания которых предусматривается аварийный дизель-генератор.

Разработки системы в целом были выполнены СПбАЭП. Значительную часть проекта разработало ОКБМ: ВТО, трубопроводы, обоснование функционирования системы и др.

Подготовка документации по продлению срока службы энергоблока с РУ БН-600

ОКБМ были подготовлены Заключения о техническом состоянии и остаточном ресурсе корпуса и незаменяемого внутриреакторного оборудования реактора БН-600, на основании которых были приняты Решения о продлении их срока службы и условиях дальнейшей эксплуатации. Аналогичные Заключения и Решения были подготовлены по заменяемому оборудованию, перечисленному в главе 1.

ОКБМ также участвовало в подготовке следующих обосновывающих документов для продления срока эксплуатации энергоблока №3 БАЭС с реактором БН-600:

- отчет по комплексному обследованию энергоблока;
- отчет по углубленной оценке безопасности (ОУОБ).

На основании работ, выполненных ОКБМ и другими предприятиями, получена лицензия Ростехнадзора ГН-03-101-2342 на эксплуатацию энергоблока №3 БАЭС до 31 марта 2020 г.

В соответствии с условиями действия лицензии (УДЛ) в 2010 году:

- разработана типовая программа эксплуатационного контроля состояния основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов энергоблока Белоярской АЭС с реакторной установкой БН-600;
- разработана программа работ по контролю за изменением механических свойств основного металла и сварных соединений незаменяемых элементов реактора БН-600 в дополнительный период эксплуатации;
- изготовлено оборудование воздушного теплообменника (ВТО) для дополнительной системы аварийного расхолаживания (САРХ) реактора.

В соответствии с УДЛ на продление срока эксплуатации энергоблока №3 БАЭС необходимо:

- выполнить корректировку ОУОБ по замечаниям экспертизы;
- завершить в 2012 году внедрение дополнительной САРХ с ВТО.

Выводы

ОКБМ совместно с Белоярской АЭС, ЦНИИ КМ «Прометей», ГНЦ РФ ФЭИ и другими организациями проведены экспериментальные, методические и расчетные исследования по обоснованию работоспособности незаменяемого оборудования реактора БН-600 при продлении проектного срока эксплуатации энергоблока №3 Белоярской АЭС до 45 лет. Результаты выполненных работ показали, что работоспособность незаменяемых элементов реактора БН-600 в течение 45 лет эксплуатации обеспечивается.

Работоспособность заменяемого оборудования РУ БН-600 также обеспечивается в течение 45 лет эксплуатации при условии проведения контроля за его работой,

контроля технического состояния, наличия ЗИПа на соответствующий срок эксплуатации, своевременного ремонта или замены изношенных деталей.

На основании выполненных работ получена лицензия Ростехнадзора на продление эксплуатации энергоблока №3 БАЭС с РУ БН-600 до 31 марта 2020 г.

Список литературы

1. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок ПНАЭ Г-7-002-86. - М.: Энергоатомиздат. – 1989. - 525с.

2. Методика расчета прочности основных элементов реакторных установок на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем. РД ЭО 1.1.2.09.0714-2007. М. – С-Пб. - 2007. - 181с.

3. Васильев Б.А., Виленский О.Ю., Кайдалов В.Б., Каманин Ю.Л., Марголин Б.З., Гуленко А.Г. Разработка методологии и обоснование продления срока эксплуатации корпуса и незаменяемых внутрикорпусных элементов реактора БН-600 до 45 лет// Известия ВУЗов, Ядерная энергетика, 2011. - №1, С.32-43.

4. Васильев Б.А., Тимофеев А.В., Любимов М.А., Гладков В.В. Кайдалов В.Б. Обеспечение работоспособности заменяемого оборудования РУ при продлении срока эксплуатации энергоблока БН-600 до 45 лет // Известия ВУЗов, Ядерная энергетика, 2011. - №1, С.44-54.

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ С ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ В ЦЕЛЯХ УПРАВЛЕНИЯ ЕЕ РЕСУРСОМ И РЕМОНТОМ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОТРАСЛЕВОЙ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ

Сердюк А.В.
ОАО «Атомтехэнерго», Смоленский филиал «Смоленскатомтехэнерго»
г. Десногорск

Созданное в 1983 г., «Атомтехэнерго» сегодня - это организация и проведение пуско-наладочных работ на атомных станциях (АС), техническое сопровождение действующих АС, подготовка эксплуатационного и ремонтного персонала для атомной энергетики, совершенствование ее управления.

Большинство АС, работающих сегодня в России, Армении, Украине, введено в действие при непосредственном участии специалистов Атомтехэнерго.

Более 20 лет назад по заданию Смоленской АС были разработаны и метрологически аттестованы образцы первичных измерительных преобразователей крутящего момента силы и устройств задания на выходном валу электропривода тормозного момента с левым и правым направлением вращения.

С 1991 г. по настоящее время специалисты СмАТЭ проводят работы по настройке электроприводов и диагностированию арматуры на Смоленской АЭС, с 2006 г. — на Курской АЭС, проводили аналогичные работы на Ленинградской АЭС и Калининской АЭС с применением оборудования собственного производства и сторонних производителей.

Также принимали участие в предпусковых наладочных работах арматуры на многих пусковых энергоблоках в РФ и за рубежом.

В 2011 г. в ОАО «Концерн Росэнергоатом» введена в эксплуатацию отраслевая система диагностики (ОСД), призванная интегрировать диагностические системы, установленные на каждой АЭС.

ОСД передаёт полученные от АЭС данные через специализированное ПО и собственные информационные и коммуникационные связи в отраслевой центр диагностирования для последующего анализа и принятия решений в отношении состояния компонентов, степени ухудшения свойств и корректирующих мер.

Кроме локальных систем оперативного диагностирования (встроенные средства), внедренных на Калининской и других АЭС, применяют переносные средства диагностирования электроприводной арматуры (ЭПА) — устройства для испытаний и настройки электроприводов (типа Медведь (СмАТЭ), AUMA), устройства регистрации электрических параметров ЭПА (типа Спрут (СмАТЭ), Крона-517 (НПК Крона), DAW (AREVA NP).

По программе работ АЭС ПРГ-206К05 «Развитие систем технического диагностирования трубопроводной арматуры АЭС» Смоленская АЭС была определена головной АЭС с реактором РБМК для внедрения унифицированной системы диагностирования арматуры.

Именно на Смоленской АЭС накоплен большой опыт, и ОАО «Атомтехэнерго» в лице Смоленского филиала готово принять участие в эксплуатации ОСД ОАО «Концерн Росэнергоатом» в части диагностирования ЭПА.

На САЭС было разработано и действовало до выхода документа ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Временное положение о порядке применения на 1, 2, 3 энергоблоках Смоленской атомной станции стратегии ТО и ремонта по техническому состоянию электроприводной запорной арматуры с использованием диагностического обеспечения Framatome ANP».

По мере накопления данных по техническому состоянию электроприводной арматуры, полученных в результате диагностирования специалистами СмАТЭ, осуществляется корректирование периодичности ремонта, номенклатуры и объема ремонтных работ и постепенный переход к стратегии ТОиР по техническому состоянию.

Филиал СмАТЭ принимает участие в эксплуатации отраслевой системы диагностики ОАО «Концерн Росэнергоатом» в части диагностирования ЭПА и выполняет следующие работы:

- подключается к коммуникационным сетям САЭС и ОСД «Концерн Росэнергоатом»;
- дорабатывает и внедряет ПО «Автоматизированная система технического диагностирования трубопроводной промышленной арматуры» РМ 2007 (разработки СмАТЭ) в СмАТЭ (пилотный вариант);
- выполняет работы по прямым договорам непосредственно на АЭС:
  - испытания и настройка моментных выключателейэлектроприводов;
  - калибровка электроприводов с получением зависимостей активной мощности электропривода и крутящего момента.
  - диагностирование арматуры в части выполнения функции «открытие-закрытие».
- Результаты будут синхронно заносится в базы данных - самой АЭС (при наличии), в БД СмАТЭ и БД ОСД на центральном сервере.

- По согласованию с ОАО «Концерн Росэнергоатом» СмАТЭ готов выполнять работы:
  - организовать работы по сбору данных (записи параметров и результаты диагностирования) от АЭС, на которых применяется диагностическое оборудование производства СмАТЭ (Смоленская, Курская, Билибинская, Кольская АЭС) и выполняют работы филиалы ОАО «Атомтехэнерго» (Балаковская АЭС)
  - выполнять дистанционный анализ результатов измерений, произведенных сторонними организациями и предоставленных в ОСД.

Выявленные характерные неисправности и их визуальное отображение позволят точно определять неисправности и их причины.

Накопленные данные позволят отслеживать тренд любого из диагностических параметров и прогнозировать техническое состояние многих типоразмеров ЭПА.

Обмен информацией посредством ОСД будет полезен для использования опыта каждой АЭС для всех участников ОСД.

Отраслевая системы диагностики предоставляет широкие возможности для реализации целей управления ресурсом ЭПА и ремонта по техническому состоянию.

СмАТЭ совместно со Смоленским УТЦ имеет возможность обучения персонала диагностических подразделений АС по теме «Диагностирование электроприводной арматуры АС».

Продолжается разработка и изготовление новых образцов средств диагностирования. В 2011 г. выполнена поставка на Кольскую АЭС, в 2012 г. проведены испытания и сдача заказчику.

После успешного завершения этапа опытной эксплуатации ОСД в СмАТЭ филиал СмАТЭ готов участвовать в подключении других АЭС (например, Курская АЭС) и подразделений АТЭ (БалАТЭ) к ОСД БалАТЭ и выполнять долгосрочные работы по инженерно-техническому сопровождению эксплуатации ЭПА.

РАЗВИТИЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ РУ АЭС В РАМКАХ ОСД ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»

Дворников П.А., Ковтун С.Н., Лукьянов Д.А., Бударин А.А.
Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический институт имени А.И. Лейпунского (ГНЦ РФ-ФЭИ), г.Обнинск

Павелко В.И.
Научно-технический центр «Диапром», г.Москва

Введение

Основная деятельность отдела технической диагностики и экспериментальных физических исследований реакторных установок Института ядерных реакторов и теплофизики ФГУП ГНЦ РФ-ФЭИ по созданию систем диагностирования АЭС с реакторными установками (РУ) типа ВВЭР и БН развивается в следующих направлениях.

- Разработка, изготовление, проведение испытаний и поставка комплектов оборудования систем САКТ и СКТВ, предназначенных для контроля течи оборудования 1-го контура и системы СОТТ-2, предназначенной для контроля течи оборудования 2-го контура. Системы контроля течи, в создании которых принимали непосредственное участие специалисты ГНЦ РФ-ФЭИ, эксплуатируются или будут сданы в эксплуатацию в ближайшем будущем на следующих станциях: Калининская АЭС блоки № 3, 4; Ростовская АЭС блоки № 2, 3; Нововоронежская АЭС-2; Ленинградская АЭС-2, АЭС «Тяньвань» (Китай) блоки № 1, 2, АЭС «Бушер» (Иран), блок № 1, АЭС «Куданкулам» (Индия), блоки № 1,2.
- Оказание услуг по авторскому сопровождению эксплуатации оборудования САКТ, СКТВ.
- В рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007—2013 годы» на базе накопленного научно-технического и практического опыта ведется разработка комплексной система контроля течи трубопроводов и теплообменного оборудования энергоустановок.
- Разработка, участие в изготовлении, проведение испытаний и поставка систем контроля концентрации водорода (СККВ). Реализация: АЭС «Тяньвань» (Китай), Кольская АЭС, АЭС «Бушер» (Иран), Ростовская АЭС, Калининская АЭС, Балаковская АЭС и др.
- Модернизация системы секторного КГО реактора БН-600.
- Участие в разработке комплексной системы контроля герметичности оболочек твэл (КГО) реактора БН-800.
- Разработка системы диагностирования реакторной установки (СДРУ) реактора БН-800.
- Участие в разработке и поставке систем измерения расхода натрия через ГЦН-1 и ТВС реактора БН-800 совместно с ОАО «ОКБМ Африкантов».

Система САКТ

Система акустического контроля течи теплоносителя первого контура (САКТ) реакторной установки ВВЭР-1000 создана как подсистема, входящая в состав комплексной системы контроля, управления и диагностики РУ. Далее приводится описание систем контроля течи для проекта РУ АЭС «Белене.

Целью создания системы является оснащение энергоблока средствами, обеспечивающими на ранней стадии обнаружение течей теплоносителя 1-го контура.

Принцип действия системы САКТ основан на измерении акустического шума на поверхности технологического оборудования с помощью акустических датчиков, преобразовании его в электрический сигнал, усилении этого сигнала и подаче его на вход главного вычислительного устройства (ГВУ) комплекса технических средств (КТС) САКТ для обработки по специальному алгоритму [1-4].

Объектом диагностирования САКТ являются: главный циркуляционный трубопровод (ГЦТ) (32 шт.); трубопроводы САОЗ (9 шт.); трубопроводы системы компенсации давления (СКД), включающие трубопровод соединительный (3 шт.), трубопровод впрыска (4 шт.), трубопровод сброса (1 шт.); патрубки импульсных предохранительных клапанов (ИПК) (3 шт.); компенсатор давления (КД) (4 шт.); верхний блок (6 шт.).

В состав ГЦК входят реактор и четыре циркуляционные петли, каждая из которых включает в себя ПГ, ГЦН

и главные циркуляционные трубопроводы, соединяющие оборудование петель с реактором.

Пассивная часть САОЗ включает в себя четыре независимые друг от друга емкости, соединенные трубопроводами Ду300 с корпусом реактора. От двух емкостей раствор подается в нижнюю камеру смешения под активную зону реактора, от двух других емкостей – в верхнюю камеру смешения над активной зоной реактора.

В состав комплекса технических средств (КТС) системы САКТ входят следующие основные элементы:

- первичные преобразователи (ПП) – пьезоэлектрические акустические датчики (АД) GT-400 и узлы их крепления;
- кабельные линии связи (КЛС-1, КЛС-2);
- ПТК САКТ на базе устройства информационно-измерительного УИ.

Взаимодействие перечисленных элементов системы обеспечивает преобразование сигналов акустических датчиков к виду, удобному для реализации алгоритма обнаружения течи теплоносителя посредством цифровой обработки первичной информации.

По назначению и влиянию на безопасность САКТ относится к системам нормальной эксплуатации важным для безопасности, а элементы системы соответствуют классу по безопасности 3Н (по ОПБ 88/97).

ПТК САКТ обеспечивает обнаружение течи теплоносителя по первому контуру с расходом от 3,8 л/мин (1,9 л/мин для трубопровода соединительного и 1,5 л/мин для трубопроводов САОЗ) и более с погрешностью не более 50% и определение места течи с погрешностью не более +- 50 % расстояния между датчиками, по показаниям которых обнаружена течь. Интегральная оценка величины течи и места течи (с точностью +- 2м в соответствии с РД 95 10547-99) обеспечивается на основании обобщенного анализа данных от систем САКТ, СКТВ и АСУ ТП. Время запаздывания информации при обнаружении течи не более 3 мин, определение места течи и оценка ее величины не более 10 мин.

Система СКТВ

Система влажностного контроля течи теплоносителя первого контура (СКТВ) реакторной установки ВВЭР-1000 СКТВ создана как подсистема, входящая в состав СКТ для СКУД РУ В-466Б. Целью создания системы является оснащение энергоблока средствами, обеспечивающими на ранней стадии обнаружение течей теплоносителя первого контура [5].

Объектом диагностирования СКТВ является основное оборудование РУ В-466Б: ГЦТ (36 шт.); пассивная часть САОЗ (10 шт.); трубопроводы системы компенсации давления – трубопровод соединительный (3 шт.).

В состав комплекса технических средств (КТС) СКТВ входят следующие основные элементы:

- зонды выносные (ЗВ) (первичные преобразователи) и узлы их крепления;
- кабельные линии связи длиною до 300 м (в поставку не входят);
- коробки коммутационные;
- ПТК СКТВ на базе устройства информационно-измерительного УИ-10ВЦ.

СКТВ обеспечивает обнаружение течи теплоносителя по первому контуру с расходом от 1,0 л/мин и более с погрешностью не более ± 50 %. Относительная погрешность определения места течи не превышает ± 50 % длины участка между двумя соседними ЗВ, по которым зафиксирована течь.

Система СДРУ БН-800

Система диагностирования реакторной установки (СДРУ) БН-800 предназначена для комплексного контроля и прогнозирования развития процессов, протекающих в реакторе в режимах нормальной эксплуатации и нарушения нормальной эксплуатации с целью обеспечения оперативной поддержки персонала АЭС при работе РУ БН-800 в диапазоне от 0,15 до 120% номинального уровня мощности.

СДРУ БН-800 создается как автоматизированная система, входящая в состав АСУ ТП энергоблока №4 Белоярской АЭС. Система предназначена для решения следующих задач:

- измерение сигналов термопар и ионизационных камер;
- обнаружение нарушений нормальной эксплуатации и повреждений активной зоны реактора (затеснение проходных сечений, деформирование элементов активной зоны, закипание натрия в ТВС активной зоны, плавление твэл в ТВС активной зоны, проплавление чехла аварийной ТВС активной зоны) путем определения аномальной реактивности;
- непрерывное определение составляющих эффектов реактивности, обусловленных изменением входных параметров реактора;
- определение текущих значений температуры натрия на выходе из ТВС, а также анализ естественных флуктуаций температур с целью обнаружения нарушений охлаждения как активной зоны в целом, так и отдельных ее ТВС;
- анализ флуктуаций мощности реактора с целью оперативного обнаружения отклонений статистических и спектральных характеристик от нормы, обусловленных аномалией, в первую очередь кипением натрия в активной зоне;
- обнаружение в активной зоне работающего на мощности реактора наличия аномальных температурных зон на основе анализа распределения температур датчиками температурного контроля, расположенными на днище колонны СУЗ;
- углубленный комплексный анализ изменений нейтронно-физических и технологических параметров реактора, раннее оперативное обнаружение отклонений параметров от допустимых значений;
- формирование и передача из системы комплексного анализа (СКА) в АСУ ТП диагностических сообщений о возникновении аномальной реактивности, обнаружении ранних признаков повреждения активной зоны;
- диагностирование собственных технических и программных средств.

Используемая информация включает в себя следующие параметры, получаемые с помощью датчиков системы:

- ток забаковых ионизационных камер (4 шт.);
- температура натрия над головками ТВС (в днище колонны СУЗ) (31 шт.);
- температура, измеряемая тремя восьмизонными термозондами (24 шт.);
- температура натрия на входе и выходе в ПТО (27 шт.).

Кроме того, СДРУ использует информацию, получаемую от АСУ ТП через СКА: положение стержней регулирования, давление в активной зоне, температуры

на входе и выходе из ПТО, расходы по байпасам ПТО и др.

Проблемы организации технической поддержки персонала АЭС при эксплуатации и обслуживании систем диагностирования

Описание приведенных выше систем свидетельствует о том, что для обеспечения безопасности и экономической эффективности РУ, необходимо применять системы диагностирования с большим количеством измерительных каналов и сложными программно-технических средствам. При их эксплуатации требуется обеспечивать авторское сопровождение и техническую поддержку со стороны разработчиков систем практически на протяжении всего эксплуатационного цикла.

Системы САКТ и СКТВ, несмотря на отдельные отличия вызванные версиями поставляемого оборудования и спецификой АЭС, в значительной части структурно схожи между собой. Накоплен достаточно большой опыт эксплуатации данных систем. Алгоритмической и программное обеспечение отработано и неоднократно испытано. Данные системы можно назвать «типовыми».

Авторское сопровождение эксплуатации «типовых» систем при традиционном подходе сводится к нерегулярным вызовам представителей разработчика на площадки АЭС для решения преимущественно типовых проблем (например, помехи в кабельных линий связи вследствие проблем монтажа). При росте количества сопровождаемых систем это приводит к постоянному увеличению количеству выездов специалистов, накладках в сроках поездок. Повторим, что в большинстве случаев решаются типовые проблемы которые решаются типовым образом.

Другая проблема заключается в том, что по ряду причин эксплуатационный персонал не всегда может обнаружить ухудшение метрологических характеристик измерительных каналов пока они не выйдут за установленные пределы, не всегда имеется возможность своевременно обнаружить неполадки в работе и технические неисправности. Приходится проводить не только выезды на объект по вызову, но и плановые контрольные поездки.

Система СДРУ реактора БН-800 является уникальной системой диагностирования. Невзирая на предварительно проведенные экспериментальные исследования и изучение опыта эксплуатации реактора БН-600 на этапе опытной эксплуатации системы потребуется существенная «подстройка» системы к существенно измененной новой реакторной установке. Данную систему можно назвать «уникальной».

Авторское сопровождение эксплуатации «уникальных» систем при традиционном подходе сводится к регулярному или постоянному присутствию представителей разработчика на площадке АЭС на этапе пуска и опытной эксплуатации.

В условиях дефицита квалифицированных трудовых ресурсов и хронической занятости персонала качественное авторское сопровождение эксплуатации разработчиком может стать труднореализуемым затратным мероприятием.

Создание современной сервисной структуры оперативной технической поддержки персонала АЭС по использованию и обслуживанию систем диагностирования может эффективно быть реализовано в рамках реализуемого в настоящее время проекта по созданию отраслевой системы диагностирования (ОСД) ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Сопровождение эксплуатации систем контроля течи ГНЦ РФ-ФЭИ

ГНЦ РФ-ФЭИ обратилось в ОАО «Концерн Росэнергоатом» с предложением о создании структурного подразделения (филиала) Отраслевого диагностического центра ОАО «Концерн Росэнергоатом» в ГНЦ РФ-ФЭИ (далее «филиал ОДЦ») на основе выделенного канала передачи данных Кризисного центра ОАО «Концерн Росэнергоатом». Основной задачей филиала ОДЦ является обеспечение оперативной эксплуатационной поддержки систем контроля и диагностирования, разработанных ГНЦ РФ-ФЭИ в постоянной координации действий с центральным аппаратом Концерна.

В качестве коммуникационной инфраструктуры предложено использовать имеющиеся коммуникационные и информационные возможности центра технической поддержки (ЦТП) ГНЦ РФ-ФЭИ.

Проект центра технической поддержки (ЦТП) ГНЦ РФ-ФЭИ, включая технические и программные средства, базы данных был разработан в 2002г. Созданная инфраструктура предназначена для использования в регулярно проводимых противоаварийных тренировках и комплексных противоаварийных учениях, решении задач продления ресурса и модернизации систем Белоярской и Билибинской АЭС, решения вопросов, связанных со строительством БН-800, разработкой проекта БН-1200. В ЦТП присутствует выделенный канал передачи данных который реализует прямую некоммутируемую, связь с Кризисным Центром концерна «Росэнергоатом» и обеспечивает систему видеоконференцсвязи, передачу данных, поступающих в режиме реального времени с атомных электростанций.

Специалисты НТЦ «Диапром» подтвердили наличие технической возможности доступа ГНЦ РФ-ФЭИ к базе данных Отраслевого диагностического центра по выделенному каналу Кризисного центра.

В качестве первоочередной актуальной задачи, ГНЦ РФ-ФЭИ предлагает обеспечить постоянный анализ показаний систем контроля течи на Калининской АЭС с выдачей протоколов в Отраслевой диагностический центр ОАО «Концерн Росэнергоатом». По мере подключения к центру других АЭС, филиал ОДЦ будет обеспечивать анализ показаний систем контроля течи новых энергоблоков.

В более широком плане, сопровождение эксплуатации систем контроля течи должно включать:

- ведение централизованных баз данных диагностической информации, включая необходимые режимные параметры и эксплуатационную информацию;
- обработку, анализ исходной диагностической информации с АЭС и выдачу периодических заключений о техническом состоянии контролируемого оборудования, технических средств диагностирования и измерительных каналов;
- участие в работах по поддержанию метрологических характеристик программно-технических комплексов;
- участие в техническом обслуживании, ремонте и модернизации технических средств.

Обработка и анализ диагностической информации проводится в два этапа: непосредственно на площадке

АЭС и в филиале ОДЦ. Целью первого этапа является проведение автоматического анализа с составлением системного заключения о состоянии контролируемого оборудования. Данная работа проводится силами специалистов АЭС. Системные заключения должны базироваться на диагностических порогах, которые входят в эксплуатационную документацию на системы и определяют аномальность зарегистрированного состояния.

С заданной в нормативной документации периодичностью, а также в случае превышения диагностических порогов исходная диагностическая информация должна передаваться в ОДЦ и филиал ОДЦ для углубленного анализа полученной информации с применением разрабатываемых математических моделей. Наличие в филиале ОДЦ структурированных баз данных с различных АЭС позволит также проводить сравнительный анализ по однотипному оборудованию.

Участие в работах по поддержанию метрологических характеристик систем должно включать в себя:

- разработку методик и процедур калибровки измерительных каналов;
- участие в проведении калибровок на площадках АЭС;
- применение специализированного оборудования ОДЦ для подтверждения метрологических характеристик первичных преобразователей.

Техническое обслуживание внедренных технических средств диагностирования состоит из различных мероприятий: плановое техническое обслуживание, восстановление работоспособности после отказа, профилактические регламентные работы. При необходимости должна также проводиться работа по модернизации ранее смонтированных программно-технических комплексов диагностирования.

Наличие защищенного скоростного канала информационного обмена в составе ОДЦ позволяет использовать для удаленной информационной поддержки ремонтного персонала АЭС самые современные технические средства, например виртуальные ретинальные мониторы. Виртуальный ретинальный монитор (Virtual retinal display) — технология устройств вывода, формирующая изображение непосредственно на сетчатке глаза. В результате пользователь видит изображение «висящее» в воздухе перед ним. Подобные технологии в настоящее время, в частности, эффективно используются в военных летных информационных системах. Транслируя видимое сотрудником АЭС изображение с помощью мобильной видеокамеры в диагностический центр специалисту и передавая оперативно в обратном направлении контекстную видео и аудиоинформацию, можно сократить количество выездов специалистов, обеспечить значимое улучшение качества и сокращение времени технического обслуживания и ремонта, снижение дозовых нагрузок персонала АЭС.

Методическая поддержка эксплуатации систем контроля течи

Методические функции филиала ОДЦ включают в себя:

- разработку методического обеспечения в виде возможных дополнений и изменений эксплуатационной документации, уточнения диагностических порогов и процедур принятия решения по диагностическим событиям.
- разработку передового математического обеспечения систем контроля течи в виде математических моделей, методик и алгоритмов с их последующей верификацией на основе реальных данных.

Особая важность и сложность данных работ обусловлена тем обстоятельством, что системы контроля течи оценивают техническое состояние оборудования по акустическим сигналам и сигналам датчиков влажности, чувствительным к технологическим шумам, возникающим при работе оборудования и меняющимся в процессе эксплуатации. Таким образом, для эффективного решения данной задачи необходимо иметь постоянный доступ к базе данных диагностической и эксплуатационной информации.

Экспертно-консультационные функции

Экспертно-консультационные функции филиала ОДЦ включают:

- оказание услуг по проведению специализированных измерений на площадках АЭС;
- создании в рамках ОСД экспертной группы специалистов для удаленного анализа нештатных ситуаций и поддержки эксплуатационного персонала АЭС при возникновении течей теплоносителя;
- организация обучения персонала АЭС по обслуживанию систем диагностирования.

Специализированные измерения с применением диагностического оборудования, как правило, проводятся при возникновении проблемных вопросов. Помощь специалистам АЭС со стороны ОДЦ должна включать:

- составление и согласование программ и методик испытаний;
- предоставление специализированной аппаратуры;
- участие в измерениях и обработке результатов;
- участие в разработке заключений по результатам измерений.

Экспертной группы специалистов оперативно собирается для удаленного анализа нештатных ситуаций и консультации эксплуатационного персонала АЭС при возникновении течей теплоносителя или подозрений на возникновение течи. Специалисты ГНЦ РФ-ФЭИ готовы организовать работу экспертной группы, а также разработать систему информационной поддержки совместной работы удаленных экспертов и персонала АЭС. Для поддержки работы экспертов требуется организация эффективного и скоростного доступа к базе диагностических и эксплуатационных данных, а также применение современных средств визуального отображения информации – сенсорные экраны проекции на просвет.

Один из подходов – задание режимов анализа и набора анализируемых параметров техническим специалистом (по указанию эксперта), манипуляции с данными выполняет эксперт самостоятельно. Вывод на экран требуемых данных и запуск программ их анализа по желанию эксперта – прерогатива технического специалиста по работе с базой данных. Эксперты самостоятельно, используя сенсорные возможности экрана, просматривают данные по времени, меняют масштаб данных, определяют участки расчета статических характеристик. Работа распределенной группы экспертов проходит в режиме видеоконференции.

Обучение персонала АЭС по обслуживанию и эксплуатации систем контроля течи должно проводиться на площадке филиала ОДЦ:

- при поставке на АЭС новой системы контроля течи;

- при привлечении к техническому обслуживанию и эксплуатации системы новых специалистов;
- при совершенствовании ПТК системы;
- для повышения квалификации персонала диагностических подразделений АЭС и подрядных организаций.

Также на площадке филиала ОДЦ планируется проведение учебных занятий студентов. На базе отдела технической диагностики ГНЦ РФ-ФЭИ функционирует совместная лаборатория в статусе филиала кафедры автоматики, контроля и диагностики ИАТЭ НИЯУ МИФИ. Кафедра ведет подготовку бакалавров, магистров и специалистов по направлениям 141403 – Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг. Системы контроля и управления атомных станций, 140801 – Электроника и автоматика физических установок, 200100 – Приборостроение. Приборы и методы контроля качества и диагностики. Студентов старших курсов, дипломников, аспирантов, ведущих специалистов кафедры планируется широко привлекать к участиям в работах по созданию и организации работы филиала ОДЦ.

Центр по поддержке Белоярской АЭС

В качестве перспективного направления, ГНЦ РФ-ФЭИ предлагает организовать работу и провести разработку программных средств информационной поддержки филиала Отраслевого диагностического центра ОАО «Концерн Росэнергоатом» по Белоярской АЭС.

Специалисты ГНЦ РФ-ФЭИ готовы принять участие в обеспечении поддержки эксплуатации систем диагностики состояния активной зоны и оборудования первого контура реактора БН-600, в дальнейшем БН-800 и БН-1200, а также разработать информационные системы поддержки удаленного экспертного анализа.

1) Экспертиза контроля герметичности оболочек твэл

2) Экспертиза аномальной реактивности

3) Монитор Безопасности (МБ).

Для функционирования указанных систем прежде всего требуется **подключение Белоярской АЭС** к инфраструктуре Отраслевого диагностического центра.

Отметим, что подключение наряду с Белоярской АЭС строящейся Белоярской АЭС-2, позволит эффективно задействовать возможности Отраслевого диагностического центра ОАО «Концерн Росэнергоатом» **на этапе пуска и опытной эксплуатации** энергоблока с РУ БН-800.

Система «Экспертиза контроля герметичности оболочек твэл»

Задача контроля герметичности оболочек твэл (КГО) решается на Белоярской АЭС с помощью нескольких штатных систем КГО. Однако принятие решений по оценке размеров и прогнозирование развития дефекта оболочки твэл, выдача рекомендаций эксплуатационному персоналу АЭС, определение местоположения дефектных тепловыделяющих сборок осуществляется на основе экспертных оценок специалистов БАЭС, ГНЦ РФ-ФЭИ, ОАО «ОКБМ Африкантов».

За основу будут приняты методики и алгоритмы, разрабатываемые в ГНЦ РФ-ФЭИ для систем КГО реакторов БН-600 и БН-800. Основные режимы работы системы – «Эксперт» и «Полигон»

Эксперт. Программное обеспечение автоматизированного рабочего места эксперта будет обеспечивать хранение больших объемов данных по КГО твэл и эксплуатационных параметров реактора БН-600, а также предоставлять технические возможности для проведения удаленного оперативного анализа распределенной группы экспертов на различных площадках.

Необходимо отметить, что возникновение дефектов в оболочке твэл реакторов на быстрых нейтронах – есть событие относительно нередкое, и, в связи с необходимостью испытаний различных топливных композиций, будет происходить и в дальнейшем. Таким образом, система будет реально востребована.

Полигон. Система также будет использоваться как полигон для разработки и испытания методик и алгоритмов функционирования перспективных систем КГО реактора БН-600, БН-800, БН-1200. Актуальной задачей является разработка алгоритмов комплексного анализа показаний различных систем КГО, дающих точные и устойчивые результаты в автоматическом режиме, что в частности требуется условиями технического задания на систему КГО реактора БН-800. Разработчиком методик и алгоритмов КГО для реакторов БН-600 и БН-800 является ГНЦ РФ-ФЭИ.

ГНЦ РФ – ФЭИ предлагает провести разработку ТЗ на создание системы «Экспертиза контроля герметичности оболочек твэл» в рамках Отраслевого центра диагностики и принять участие в программной реализации системы.

Для реализации современных технологий интеллектуального анализа потоков данных, привлекаются специалисты ИАТЭ НИЯУ МИФИ кафедры автоматика, контроль и диагностика.

Система «Экспертиза аномальной реактивности»

Задачи режимной диагностики решается на Белоярской АЭС с помощью штатной системы расчета баланса реактивности. Однако принятие решений по определению причин возникновения аномальной реактивности, оценка опасности и прогнозирование развития аварийной ситуации, а также выдача рекомендаций эксплуатационному персоналу АЭС осуществляется на основе экспертных оценок специалистов БАЭС, ГНЦ РФ-ФЭИ, ОАО «ОКБМ Африкантов».

Определения аномальной реактивности производится на основе комплексного анализа изменений нейтронно-физических и технологических параметров реактора, что позволит реализовать раннее оперативное обнаружение отклонений параметров от допустимых значений. Система должна позволять определять причины отклонений для своевременного информирования эксплуатационного персонала о возникновении и развитии повреждений в активной зоне с целью обеспечения безопасности, надежности и эффективности при эксплуатации реакторной установки БН-600.

Кроме того, данная система будет использоваться для разработки методик и алгоритмов штатной системы обнаружения аномальной реактивности реакторной установки БН-800 (СОАР), которая разрабатывается ГНЦ РФ-ФЭИ. Актуальная задача – это разработка методик, дающих точные и устойчивые результаты в автоматическом режиме, что требуется реализовать на реакторах типа БН нового поколения.

Для этого необходимо реализация методик расчета аномальной реактивности при нестационарных режимах эксплуатации РУ, учитывающие динамические изменения. эксплуатационных параметров (мощность, расход, температуру и т.д.). Также предложена к реализации методика расчета баланса реактивности по флуктуационным составляющим сигналов датчиков

мощности, температуры и др., что позволит поднять чувствительность и надежность систем обнаружения аномальной реактивности на реакторах БН-600 и БН-800.

ГНЦ РФ – ФЭИ предлагает разработать ТЗ на создание системы «Экспертиза аномальной реактивности» в рамках Отраслевого центра диагностики и принять участие в программной реализации системы.

Для реализации системы привлекаются специалисты ИАТЭ НИЯУ.

Система «Монитор Безопасности»

Указанная система обеспечит экспертам всех кризисных групп (группа оказания экстренной помощи атомным станциям ОПАС, ЦТП, СПбАЭП, ОАО «ОКБМ Африкантов», ГНЦ РФ-ФЭИ) единый подход и единую методологию диагноза и прогноза функционирования реакторных установок БН-600, БН-800, БН-1200 в кризисных ситуациях на АЭС. Использование системы должно обеспечить быстроту выработки согласованных решений и повышение эффективности противоаварийного реагирования.

За основу принят подготовленный ГНЦ РФ-ФЭИ проект документа «Методика диагноза/прогноза для управления аварийными ситуациями на РУ БН-600».

Методика должна обеспечить быстроту выработки согласованных решений, в некотором смысле формализовать действия экспертов кризисных групп по направлениям:

- состояние систем безопасности;
- идентификация причин аварии;
- диагноз/прогноз состояния реакторной установки;
- подготовка рекомендаций по расхолаживанию активной зоны реактора при отказе штатных систем;
- оценка степени повреждения и состояния барьеров безопасности, оборудования и конструкций реактора, подготовка рекомендаций по сохранению/восстановлению их работоспособности;
- оценка возможных путей утечки радиоактивного выброса и его величины;
- прогноз возможных путей протекания аварии, ее масштаба и последствий.

Для всех запроектных аварий были разработаны подробные деревья их развития с указанием:

- основных признаков запроектного развития аварии;
- подтверждающих признаков запроектного развития аварии;
- немедленных действий персонала, включая контроль и действия «по месту» (закрытие/открытие вентилей, гермоклапанов, КИД – затворов, их обжатие, закрытие дверей и т.д.).

Количество вовлекаемых в анализ технологических параметров не велико, около 200. Это важно, особенно на первой фазе аварии, протекающей в условиях дефицита времени и стресса, в том числе информационного.

ГНЦ РФ – ФЭИ предлагает провести доработку указанных документов, с учетом планируемого нового расчетного анализа основных запроектных аварий, разработать ТЗ на создание системы «Монитор Безопасности» в рамках Отраслевого центра диагностики и принять участие в программной реализации системы.

Для реализации современных подходов к управлению авариями: последние стандарты, нормы и правила реализации человек – машинного интерфейса (эргономика), событийного подхода к управлению авариями, привлекается «Проблемная научно-исследовательская лаборатория ЭРГОЛАБ» ИАТЭ НИЯУ МИФИ.

Заключение

ОСД является эффективным и перспективным средством для:

- создания современной сервисной структуры оперативной технической поддержки персонала АЭС по использованию и обслуживанию систем диагностирования;
- организации в рамках ОСД экспертных групп специалистов для удаленного анализа нештатных ситуаций и поддержки эксплуатационного персонала АЭС при их возникновении;
- накопления, обобщения и распространения опыта эксплуатации систем диагностирования на АЭС;
- применения на этапе пусковых работ и опытной эксплуатации АЭС;
- подготовки и переподготовки кадров, а также взаимодействия с ВУЗами.

Для развития ОСД предлагается создание структурного подразделения (филиала) ОДЦ в ГНЦ РФ-ФЭИ по направлению системы контроля течи теплоносителя.

Список литературы

Киселев В.А., Ривкин Е.Ю. “Применение концепции “течь перед разрушением” при анализе безопасности АЭС”, Атомная энергия, т. 75 (1993), вып. 6, стр. 426–430.

Бараненко В.Н. и др., “Методология использования “течи перед разрушением” для оценки безопасности оборудования атомных станций”, Атомная техника за рубежом, № 1 (1996), стр. 3–10.

“Румянцев В.В. “Акустические методы контроля герметичности”, Атомная техника за рубежом, № 7 (1994), стр. 25–28.

Морозов С.А., Ковтун С.Н., Бударин А.А., Дворников, П.А. и др., “Разработка системы акустического контроля течей”, Атомная энергия, т. 103 (2007), вып. 6, стр. 342–347.

Морозов С.А., Ковтун С.Н. Дворников П.А. и др., “Разработка системы влажностного контроля течи водяного теплоносителя (СКТВ)”, Ядерная энергетика, № 2 (2008), стр. 30–35.

ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ИСПЫТАНИЙ И КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ТУРБИННЫХ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА АЭС

Гашенко В.А., Галимова Л.А.
ОАО «ЭНИЦ»

Шуварин Д.В., Курганов Д.В.
ООО «Микронинтер»

Потеря эксплуатационных свойств энергетических масел представляет серьёзную проблему для безопасной эксплуатации маслонаполненного электротехнического и тепломеханического энергетического оборудования [1].

Наиболее опасным для эксплуатации маслосистемы любого типа энергетического оборудования является залповое загрязнение масла водой и механическими примесями. Одновременное загрязнение масла водой и

механическими примесями приводит к потере его качества (ухудшение электроизоляционных и смазочных свойств масел, усиление износа и коррозии, появление кавитации, повышение уровня вибрации, возникновение интенсивного пенообразования, риск пробоя электрической изоляции, ускорение старения масла, образование осадков и т. п.).

Опасным является также накопление большого количества осадков (масляного шлама) в оборудовании вследствие загрязнения и старения масла. Шлам, находящийся в маслосистеме турбоагрегатов и насосного оборудования, может попасть в циркулирующее масло в большом количестве при изменении условий работы маслосистемы (пуск, останов, увеличение температуры, попадание воды, долив большого количества свежего масла и др.), что неизбежно ведет к снижению надежности работы маслосистем турбоагрегатов. Шлам на активной части электрооборудования ускоряет деградацию бумажной изоляции и способствует возникновению электрических разрядов [1, 2].

В 2010-2011 г.г. ОАО «ЭНИЦ» по заданию ОАО «Концерн Росэнергоатом» выполнялись работы по анализу состояния эксплуатации и контроля качества турбинных и трансформаторных масел на АЭС.

По результатам анализа эксплуатации и контроля качества энергетических масел на АЭС с ВВЭР, а также требований отраслевых нормативных документов, разработана «Программа мероприятий, направленных на повышение уровня эксплуатации совершенствование методов испытаний и контроля качества минеральных (нефтяных) и синтетических масел, применяемых на АЭС» АЭС ПРГ-48к(04-06)2011 от 22.08.2011, по следующим основным направлениям:

- организация контроля качества энергетических масел, применяемых на АЭС;
- анализ состояния эксплуатации турбинных минеральных и трансформаторных масел на АЭС, разработка мероприятий по поддержанию и обеспечению качества эксплуатационных турбинных и трансформаторных масел требованиям нормативных документов;
- разработка и реализация мероприятий по совершенствованию состояния масляных хозяйств, маслоочистительного оборудования на АЭС;
- организация эксплуатации и контроля качества синтетических (огнестойких) турбинных масел, применяемых на АЭС.

В соответствии с утвержденной Программой АЭС ПРГ-48к(04-06)2011 ОАО «ЭНИЦ» совместно с ООО «Микронинтер» при участии персонала ТЦ, ЭЦ, ХЦ Ленинградской, Смоленской и Курской АЭС проведена работа по обследованию состояния эксплуатации турбинных и трансформаторных масел на АЭС с РБМК:

- выполнен анализ состояния турбинных и трансформаторных масел в оборудова-нии АЭС на основании данных производственных цехов АЭС о состоянии качества масел при поставке, хранении, применении в оборудовании и при очистке масла;
- проведен анализ схем снабжения маслами энергетического оборудования, порядка применения маслоочистительного оборудования, комплектности лабораторных приборов для анализа масел, порядка организации контроля качества масел.

Результаты проведенных работ показали, что мероприятия по поддержанию и обеспечению качества эксплуатационных турбинных и трансформаторных масел, дальнейшему совершенствованию эксплуатации и системы контроля показателей качества масел, в настоящее время заключаются в решении следующих наиболее актуальных и общих для энергоблоков АЭС задач [3, 5]:

- организация проведения испытаний на совместимость турбинных масел, выпускаемых различными производителями, на базе аккредитованных испытательных лабораторий или на базе отраслевого аналитического центра;
- разработка перечня турбинных масел, совместимых при смешении и обеспечивающих наиболее надежную эксплуатацию турбоагрегатов АЭС;
- разработка Стандарта эксплуатирующей организации, определяющего технические требования к условиям поставки турбинных и трансформаторных масел на АЭС (требования к качеству выпускаемого масла, к транспортным емкостям, к качеству масел при входном контроле, допуске смешения масел различных производителей), для организации поставки на АЭС масел необходимого качества;
- обследование технического состояния масляных хозяйств и штатного маслоочис-тительного оборудования АЭС с целью унификации технических и технологических подходов к повышению надежности эксплуатации масел и маслосистем энергетического оборудования, модернизация масляных хозяйств и замена устаревшего маслоочистительного оборудования;
- анализ состояния эксплуатации огнестойких турбинных масел на АЭС, разработка рекомендаций и мероприятий по поддержанию и обеспечению качества огнестойких турбинных масел на АЭС требованиям нормативных документов.

Ассортимент маслоочистительного оборудования чрезвычайно разнообразен, технологии очистки имеют свои особенности применения. Поэтому требуется провести анализ и оценку возможностей производителей маслоочистительного оборудования по поставке высокотехнологичных установок для обеспечения эффективной очистки масел, разработать каталог современного маслоочистительного оборудования для АЭС и определить область его применения на АЭС. В настоящее время на первом энергоблоке Смоленской АЭС осуществлен пуск полностью автоматической маслоочистительной установки 2МЭФО-200 производительностью 4 м^3/час, способной эффективно очищать турбинное масло от воды, механических примесей и шлама.

Масляные хозяйства и системы снабжения маслами АЭС выполнены на основании старых типовых проектов, в схемах существует риск смешения свежих и отработанных масел. Комплексная модернизация маслохозяйств с заменой устаревшего маслоочистительного оборудования позволит сократить потребление свежих масел, повысить уровень промышленной чистоты эксплуатирующихся масел, увеличить межремонтный период и повысить надежность работы маслонаполненного оборудования.

Эффективная система контроля качества масел является необходимым условием обеспечения надежной эксплуатации. Количественное определение содержания воды, класса промышленной чистоты в соответствии с требованиями действующих документов позволяет минимизировать образование осадков в маслосистемах за счет оперативной очистки масел. Контроль содержания

присадок и стабильности против окисления позволяет прогнозировать срок службы масла, исключить риск резкого ухудшения качества масла в работающем оборудовании или принять своевременные меры по продлению срока службы масла [3-5].

Актуальным является совершенствование методической базы контроля показателей качества масел. Основные методики анализа качества масла базируются на применении старых стандартов, которые не учитывают требования современных международных и отечественных документов по обеспечению единства измерений. Существует большое количество современных приборов и новых методов контроля качества масел, требуется изучение и обобщение опыта применения. Необходимо создать надежную методическую базу из современных аттестованных методик, с учетом опыта и особенностей контроля качества масел на АЭС [5, 6]. Важным фактором совершенствования эксплуатации энергетических масел на АЭС является организация межстанционного взаимодействия и ежегодного семинара для специалистов.

Перспективным представляется развитие работ в направлениях совершенствования нормативной базы, а также способов промывки маслосистем, восстановления качества эксплуатационных масел на маслохозяйствах, совершенствования систем очистки масла в маслосистемах ответственного насосного оборудования, разработка требований к контролю качества индустриальных, гидравлических, компрессорных, моторных и других типов масел, применяемых на АЭС [5].

В настоящее время эксплуатация огнестойкого турбинного масла Fyrquel-L, приме-няемого на энергоблоках АЭС (Кольской, Калининской АЭС и др.), осуществляется по требованиям, разработанным для масла ОМТИ [3]. С учетом особенностей огнестойких масел ОМТИ и Fyrquel-L, а также различий в рекомендациях фирм-изготовителей к критериям замены масел, наиболее актуальным является совершенствование метрологического и методического обеспечения контроля качества огнестойких масел на АЭС.

Анализ результатов проведенных работ по обследованию состояния эксплуатации масел на АЭС показывает, что надежная и безопасная эксплуатация маслосистем энергетического оборудования – это сложный технологический процесс, для успешной реализации которого требуется комплексное решение основных вопросов:

- выбор производителя и типа высококачественного энергетического масла, отвечающего требованиям по безопасной эксплуатации соответствующего оборудования, применение масел, совместимых при смешении;
- эффективный входной и эксплуатационный контроль важнейших показателей качества, обеспечение необходимых нормативных и метрологических требований;
- систематическая высокоэффективная очистка масла от воды и механических примесей до нормируемых показателей;
- модернизация устаревших технологических схем масляных хозяйств и замена морально устаревшего и физически изношенного оборудования;
- подготовка маслосистем энергетического оборудования перед заливом масла после монтажа или ремонта.

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ / Приказ №229 Минэнерго РФ от 19.06.2003, зарег. Минюст РФ - Рег. № 4799.-М., 2003. - 147 с.

2. Вайнштейн А.Г., Первушина Н.М. Обеспечение надежной и безопасной эксплуа-тации маслосистем турбоагрегатов //Электрические станции. –2006.-№ 7–С.37-40.

3. РД ЭО 1.1.2.05.0444–09. Требования к эксплуатации, организации и проведению испытаний трансформаторных и турбинных масел на атомных станциях. - Введ. 2010-01-20. – М.: ОАО «Концерн Росэнергоатом». – 290 с.

4. СТО 70238424.27.100.053-2009. Энергетические масла и маслохозяйства электри-ческих станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования – Введ. 2010-01-11. – 179 с.

5. Обследование состояния очистки турбинных и трансформаторных масел на АЭС. Мероприятия по обеспечению качества турбинных масел, используемых на АЭС, требованиям нормативных документов: Технический отчет / ОАО «ЭНИЦ», ООО «Микронинтер». Инв.№398/11. - Электрогорск, 2011. - 89 с.

6. ГОСТ Р 54331-2011(МЭК 60296:2003). Жидкости для применения в электротехнике. Неиспользованные нефтяные изоляционные масла для трансформаторов и выключателей. Технические условия. – Введ. 2012-01-01. – 42 с.

Секция 1. **Безопасная и эффективная эксплуатация АЭС России**

Повышение надежности работы тепломеханического оборудования, материаловедение и контроль металла, диагностика, ресурс, модернизация и продление срока службы АЭС

Материаловедение и контроль металла

РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ СРОКА СЛУЖБЫ УЗЛА ПРИВАРКИ КОЛЛЕКТОРА К КОРПУСУ ПАРОГЕНЕРАТОРА ПГВ-1000

Ловчев В.Н., Гуцев Д.Ф.,
ОАО «Концерн Росэнергоатом», Москва
Казанцев А.Г.,
ОАО «НПО ЦНИИТМАШ», Москва
Зубченко А.С., Харченко С.А.
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС», Подольск Моск. обл.

Практика эксплуатации парогенераторов из стали 10ГН2МФА энергоблоков с реакторами ВВЭР-1000, сосудов высокого давления реакторов PWR, BWR из сталей А533, А508 и др. свидетельствует о возможности растрескивания отдельных узлов оборудования с поражением больших объемов металла с характерными коррозионными признаками. Первые повреждения в результате коррозионного растрескивания были обнаружены в перфорациях коллекторов парогенераторов ПГВ-1000 на Южно-Украинской АЭС после 12 тысяч часов эксплуатации. Такие же повреждения были выявлены позже в коллекторах парогенераторов Нововоронежской, Балаковской и Запорожской АЭС. Подверженными коррозионному растрескиванию оказались также узлы присоединения коллекторов к патрубкам парогенераторов. Коррозионное растрескивание наблюдали в трубных досках и дистанционирующих решетках парогенераторов на АЭС с PWR в США, Европе и Японии спустя 5–7 лет после ввода в эксплуатацию. Масштаб повреждений был такой, что в США были разработаны национальные программы исследований причин повреждений и мероприятий, способствовавших эксплуатационной надежности парогенераторов.

Применительно к отечественной стали 10ГН2МФА такие исследования были выполнены в НПО ЦНИИТМАШ, ЦНИИ КМ «Прометей» и ОКБ «ГИДРОПРЕСС».

В результате выполненных работ был сделан вывод о том, что в условиях эксплуатации, когда имеет место совокупное влияние низкоскоростного деформирования и коррозионной среды, низколегированные стали могут проявлять склонность к коррозионному растрескиванию в определенном интервале температур.

Металлографическими и фрактографическими исследованиями установлено, что характер трещин, наблюдаемых в эксплуатационных условиях в локальных участках оборудования, идентичен получаемым при лабораторных испытаниях на склонность к замедленному деформационному коррозионному растрескиванию (ЗДКР).

Недостатком выполненных в этом направлении работ является то, что растрескивание стали 10ГН2МФА исследовалось в воде с повышенным уровнем концентрации кислорода, что нехарактерно для нормальных условий эксплуатации оборудования. При концентрациях кислорода, соответствующих нормальным условиям (менее 0.005 мг/кг) коррозионные повреждения в лабораторных исследованиях не наблюдались [1].

В данной работе приводятся результаты исследований закономерностей коррозионного растрескивания стали 10ГН2МФА, выполненных с целью уточнения влияния на данный процесс содержания коррозионноактивных примесей, а также отложений окислов меди и железа, наблюдавшихся в зонах коррозионного повреждения [2]. В этом случае, как показали испытания, коррозионное растрескивание происходит в среде без кислорода [3].

Для исследований использовалась сталь 10ГН2МФА коллектора парогенератора ПГВ-1000 мартеновской выплавки (производства Краматорского завода «Энергомашспецсталь», опытного коллектора №70 изготовленного Ижорским заводом). Ряд испытаний выполнен

на металле электрошлакового переплава (коллектор чешского зовода Vitcovice Heavy Machinery) с более низким содержанием примесей серы и фосфора.

Испытания проводились на цилиндрических образцах диаметром 10 мм и компактных образцах типа СТ толщиной 20–25мм с выкружкой радиусом 3 мм.

Для исследования влияния отложений (шлама) окислов меди и железа цилиндрический образец устанавливали в тонкостенный стакан из нержавеющей стали, в котором помещался шлам нужного состава, рис. 1.

В компактном образце с выкружкой, рис. 2, шламом заполнялась выкружка, с боковых сторон и со стороны

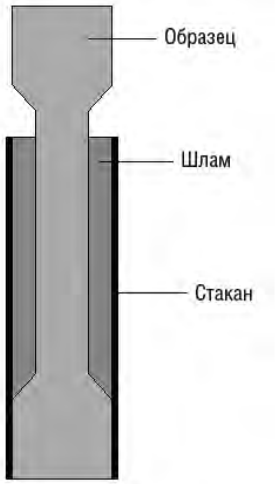


Рис. 1. Образец на растяжение, рабочая часть которого контактирует со шламом.

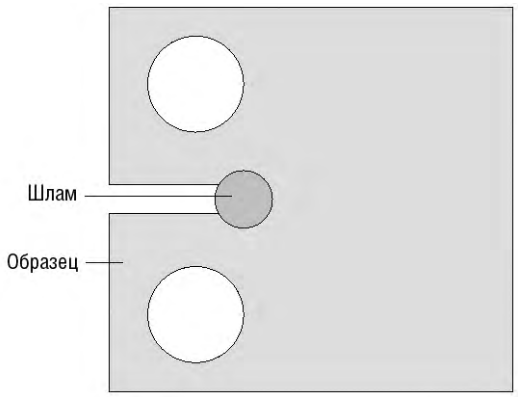


Рис. 2. Компактный образец с выкружкой, заполненной шламом.

выреза шлам удерживался тонкими пластинками, закрепленными на образце.

Преимуществом образца с выкружкой является то, что при его испытании удается исследовать и момент зарождения трещины и ее распространение в одинаковых водно-химических условиях (по крайней мере, на начальной стадии), причем процесс распространения трещины происходит от инициирующей коррозионой трещины, а не от наведенной при механическом нагружении усталостной трещины, как в обычном компактном образце. Тем самым обеспечивается более адекватное моделирование условий развития реальных коррозионных трещин.

Для спрямления фронта коррозионной трещины на ряде образцов на боковых поверхностях были выполнены боковые канавки глубиной 10% от толщины образца.

Программа исследования ЗДКР включала следующие виды испытаний:

1.Испытания цилиндрических образцов на растяжение в условиях контактирования рабочей поверхности со шламом с различным процентным содержанием Fe_2O_3 (или Fe_3O_4) и CuO. В испытаниях варьировалась температура и скорость нагружения. Водородный показатель соответствовал нормальному $pH^{25} = 6$.

2. Испытания цилиндрических образцов на растяжение в условиях контактирования рабочей поверхности со шламом 75%Fe_2O_3 + 25% CuO, с различной степенью деформации до стадии, предшествующей началу трещинообразования, последующей промывкой и продолжением испытания в чистой среде (после заливки в автоклав новой дистиллированной воды и повторного барботирования). Промывка заключалась в удалении с поверхности образца (без ее механического повреждения) отложений окислов меди и железа. Испытания проводились при рабочей температуре T= 260 °C, $pH^{25} = 6$.

3. Исследование влияния на коррозионное растрескивание водородного показателя (pH) воды при контактировании образца со шламом 75%Fe_2O_3 + 25%CuO при T= 260 °C, $pH^{25} = 8,5$ (испытания без кислорода, вода барботировалась после введения гидразина в концентрации 100 мкг/кг) и $pH^{25} = 9,2$ (испытания без кислорода, вода барботировалась после введения этаноламина 3,5 мг/кг и гидразина в концентрации 20 мкг/кг).

4. Испытания компактных образцов с выкружкой, заполненной шламом 75% Fe_2O_3 + 25%CuO или 100%CuO при T= 260 °C, $pH^{25} = 6$.

Для снижения концентрации кислорода (примерно до уровня $[O_2] \leqslant 0,005$ мг/кг) вода перед испытаниями барботировалась в автоклаве аргоном. Шлам изготавливали смешиванием порошка Fe_2O_3 и CuO. Активным компонентом в шламе, как показали испытания, является окись меди.

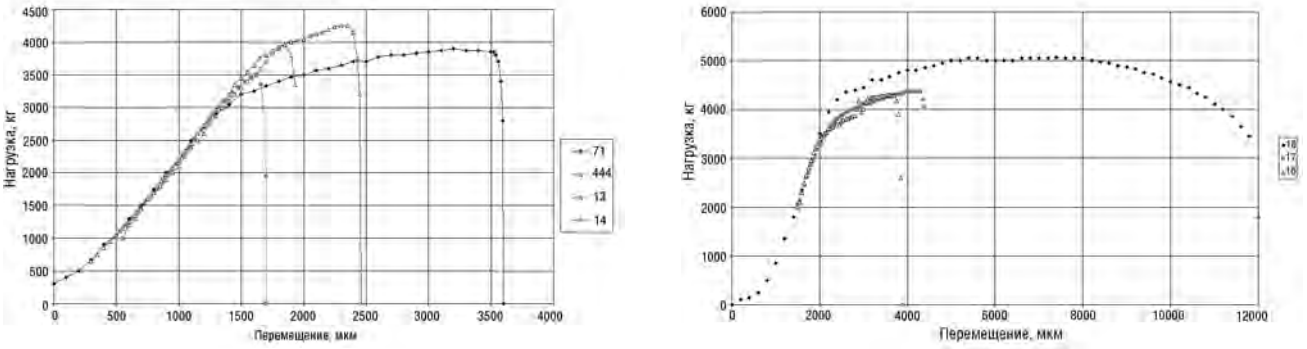
На рис.3*а* приведены диаграммы растяжения в координатах нагрузка-удлинение для нескольких образцов, испытанных при скорости деформирования 3×10^{-7} 1/сек в контакте со шламом состава 75%Fe_2O_3 + 25%CuO, характерным для коллекторов ПГВ-1000 [2]. Образцы разрушались с небольшой пластической деформацией без образования выраженной шейки. Изменение толщины слоя шлама в пределах 1–5 мм не влияло на результаты испытаний.

Аналогичный эффект охрупчивания наблюдался при испытаниях без шлама при повышении содержания кислорода до 0,73 мг/кг и более, рис. 3б. На рис. 3б для сопоставления приведена также кривая деформирования, полученная при скорости деформирования 10^{-3} 1/сек, когда коррозионного растрескивания не происходит (абсолютное удлинение образца составляет примерно 12 мм, $\psi = 75\%$, что совпадает с данными испытаний на воздухе).

Результаты испытаний со шламом и в воде с повышенным содержанием кислорода при варьировании температуры показали, что в диапазоне температур 180–290°C имеется провал пластичности, рис. 4. Таким образом, во время стояночных режимов при

T = 100÷130 °C низкоскоростное деформирование не приводит к коррозионному растрескиванию.

Влияние скорости деформирования на относительное сужение показано на рис. 5. Минимальные значения пластичности соответствуют скоростям деформации порядка 10^{-7}-10^{-6} c^{-1}. С увеличением скорости до



а б

Рис. 3. Диаграммы растяжения образцов, испытанных при T=260°C со шламом 75%Fe_2O_3 + 25% CuO в воде без кислорода (а) – 13, 14, 444 – мартеновская плавка, 71 – ЭШП и в воде с кислородом ($[O_2]$= 0.73 мг/кг) без шлама (б): 16 – v= 3×10^{-7} 1/сек; 18 – v=10^{-3} 1/сек; 17 – $[Cl^-]$=5,0мг/кг; v=3×10^{-7} 1/сек.

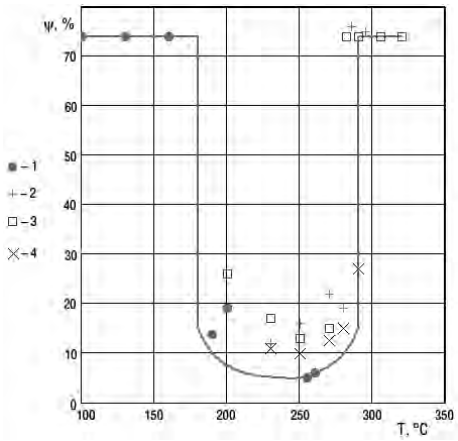


Рис. 4. Влияние температуры на склонность к ЗДКР стали 10ГН2МФА в воде высоких параметров ($\dot{\varepsilon}$ = $1{,}4\times10^{-7} \div 3\cdot10^{-7}$ 1/сек).
1 – бидистиллат, шлам; 2 – бидистиллат, $[O_2]$ = 2 мг/кг; 3 – $[Na^+]$ = 0,5 мг/кг; $[Cl^-]$ = 0,5 мг/кг; $[O_2]$ = 4 мг/кг; 4 – бидистиллат, $[O_2]$ = 4 мг/кг;

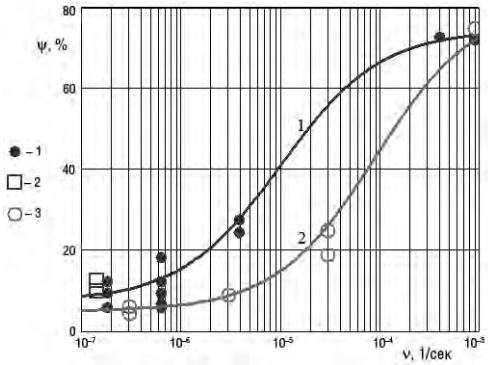


Рис. 5. Зависимость относительного сужения от скорости нагружения.
1 – pH=4÷11, с кислородом [5];
2 – бидистиллат, $[O_2]$ = 4 мг/кг;
3 – бидистиллат, шлам.

$10^{-4} \div 10^{-3}$ c^{-1} эффект коррозионного растрескивания исчезает. Падение пластичности с понижением скорости деформирования в случае испытаний со шламом происходит более интенсивно, чем в воде с кислородом. При скоростях ниже 10^{-7} c^{-1} наблюдается некоторое снижение склонности стали к коррозионному растрескиванию, что объясняется притуплением трещин вследствие общей коррозии [4].

Влияние концентрации CuO и Fe_2O_3 в шламе на величину относительного сужения образца при разрушении при скорости деформирования $\dot{\varepsilon}$ = $3\cdot10^{-7}$ 1/сек (T=260°C) показано на рис. 6. По крайней мере, до значений концентрации CuO равной 10% в обескислороженной воде ЗДКР не проявляется, образцы разрушались с образованием шейки при величине сужения ψ ≈75%. При содержании CuO от 25 % и выше имеется провал пластичности.

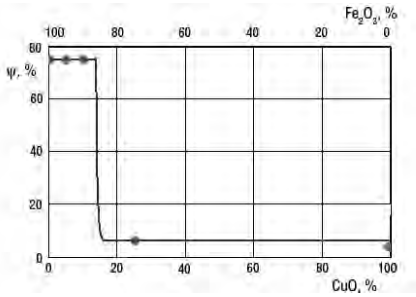


Рис. 6. Влияние концентрации окиси меди в шламе на относительное сужение образца при разрушении (точки – экспериментальные данные).

Наличие порогового значения концентрации окислителя, начиная с которого проявляется ЗДКР получено также ранее при испытаниях в воде без шлама с варьируемой концентрацией кислорода. При T=260°C пороговое значение концентрации кислорода составляет примерно 0,25 мг/кг. Данная величина зависит также от содержания в воде иона хлора [1].

Кривые деформирования цилиндрических образцов в воде при T =260 °C при наличии шлама 75%Fe_2O_3 + 25% CuO с варьированием водородного показателя приведены на рис. 7. При повышении pH^{25} с 6 (кривая 1) до 8,5 (кривая 2) эффект коррозионного растрескивание сохранялся, относительное сужение при разрушении составляло Ψ=12%. При дальнейшем повышении pH^{25} до 9,2 (кривая 3) образцы разрушались вязко с образованием шейки без возникновения коррозионных трещин, при величине сужения около 75%. Эти данные показывают, что за счет повышения pH до необходимого уровня, воздействие шлама, провоцирующего коррозионное растрескивание, может быть нейтрализовано.

На рис. 8 в качестве примера приведены диаграммы растяжения образцов, полученные при комбинированном нагружении с промывкой. На первом этапе (короткий участок на диаграмме деформирования) образец

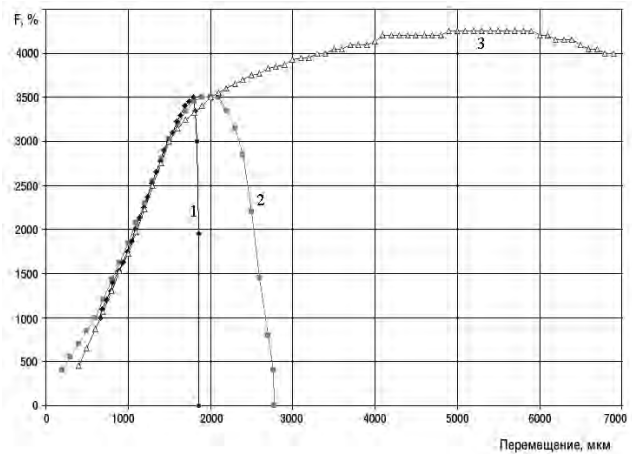


Рис. 7. Диаграммы растяжения образцов при испытании с варьированием pH при T= 260 °C.
1 — $pH^{25} = 6,0$; 2 — $pH^{25} = 8,5$; 3 – $pH^{25} = 9,2$.

испытывался со шламом до достижения некоторой деформации, не превышающей предельную (по моменту образования трещины). Затем он разгружался, промывался и испытывался на втором этапе до разрушения в барботированном аргоном бидистиллате без шлама (длинный участок диаграммы деформирования). Видимые трещины на поверхности образца после 1-го нагружения отсутствовали. Диаграммы 1-го и 2-го этапов на рис.8 совмещены в начале координат.

После промывки разрушение проходило по вязкому механизму с образованием шейки, относительное сужение зависело от уровня предварительной деформации на 1-м этапе и составляло 20÷60%. Существенным является то, что даже если 1-й этап нагружения проходил только в упругой области, при последующем нагружении после промывки наблюдалось снижение пластичности. Это указывает на то, что при медленном деформировании материал повреждается и в области упругих деформаций.

Процесс разрушения при ЗДКР можно рассматривать как состоящий из двух стадий – стадии зарождения трещины и стадии ее распространения. Первая стадия представляет собой некоторый инкубационный процесс, приводящий к ослаблению и охрупчиванию структуры металла в поверхностных слоях, который можно описать с использованием деформационного критерия разрушения.

По аналогии с известным критерием квазистатического разрушения [6] величина повреждения при ста-

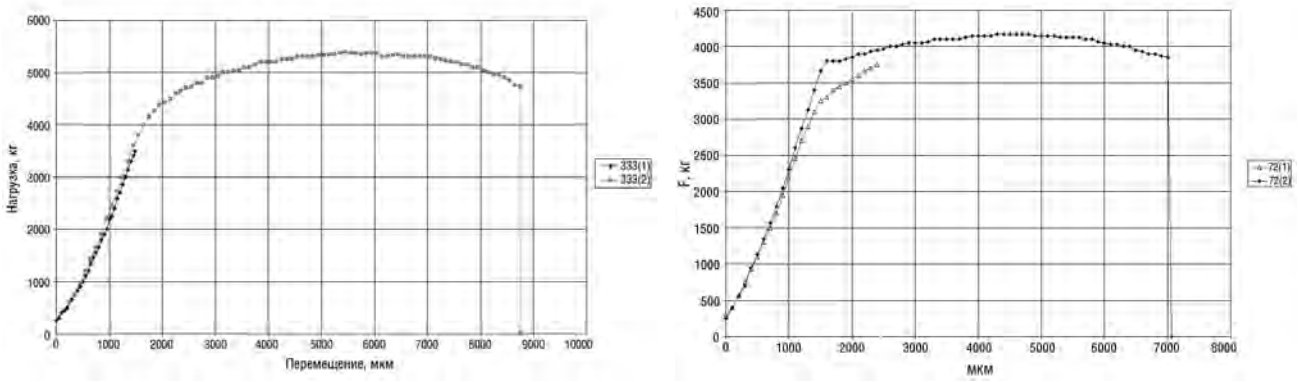


Рис. 8. Диаграммы растяжения образцов №333 (а), 72 (б) при комбинированном нагружении с промывкой, шлам 75%Fe_2O_3 + 25% CuO.

тическом нагружении в коррозионной среде определяется в виде

$$D_{scor} = \int_0^{e_f} \frac{de}{\varepsilon_f(e', T, [O_2], [Cl'], [CuO])} \qquad (1)$$

где D_{scor} — накопленное коррозионное квазистатическое повреждения при ЗДКР в условиях заданной скорости деформирования и водно-химического режима (ВХР) — температуры, концентрации окиси меди, кислорода, хлора и др. параметров;

e_f – упругопластическая деформация к моменту образования макротрещины (длиной до 0,5 – 1 мм);

de – приращение деформации;

$\varepsilon_f(e', T, [O_2], [Cl'])$ — предельная деформация материала, являющаяся функцией скорости деформирования и параметров ВХР. Данная характеристика, является суммой упругой и пластической компонент деформации. Упругая деформация определяется в соответствии с законом Гука. Пластическая может быть установлена через относительное сужение ψ_c образца к моменту образования макротрещины

$$\varepsilon_f = ln(100/(100 - \psi_c)).$$

Величина ψ_c выражается через относительное сужение при полном разрушении ψ в виде $\psi_c = k_T \cdot \psi$, где k_T — коэффициент, зависящий от ВХР испытаний ($k_T < 1$).

Образование макротрещины происходит при выполнении условия

$$D_{scor} = 1 \qquad (2)$$

Критерий (1) основывается на линейном суммировании повреждений, определяемых отношением приращения текущей деформации к предельной деформации материала в заданных условиях нагружения и ВХР.

Отличие критерия (1) от критерия квазистатического разрушения [6] заключается в том, что при определении повреждения учитывается не только пластическая, но и упругая компонента деформации.

Как показали результаты испытаний, за момент образования трещины (глубиной около 1мм) при проявлении ЗДКР можно принять начало падение нагрузки на кривых статического растяжения.

Величина коррозионного повреждения D_{scor} для образцов, испытанных по режимам нагружения с промывкой при различной степени деформации на 1-м этапе нагружения находится в интервале 0,5–2,2, рис. 9.

Для создания условий, провоцирующих коррозионного растрескивания в компактных образцах с выкружкой испытания проводились при скорости перемеще-

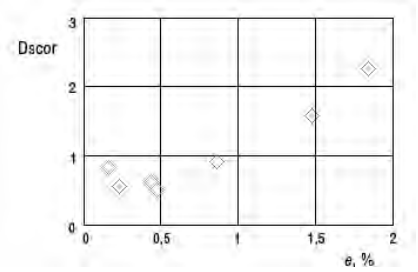


Рис. 9. Накопленное коррозионное повреждение D_{scor} при различной величине предварительной низкоскоростной деформации.

ния захватов 1 мкм/мин. По данным расчета методом конечных элементов в этом случае скорость локальных деформаций в вершине выкружки составляет $1,5 \times 10^{-6}$ 1/сек. Как видно из рис. 2, эффект снижения пластичности при такой скорости деформации проявляется.

На рис.10 показаны кривые деформирования компактных образцов с выкружкой, полученные в условиях проявления ЗДКР (Т=260ºС, pH =6) в контакте со шламом в обескислороженной воде – кривая 1 и без шлама в воде с концентрацией кислорода 4,5 мг/кг — кривая 2. В этих случаях в вершине выкружки наблюдалось возникновение коррозионных трещин без заметных пластических деформаций образца.

При испытании без шлама в воде с концентрацией кислорода до 1,5 мг/кг, а также при более высокой скорости деформирования (10^3 мкм/мин) наблюдались значительные пластические деформации и утяжка образца без возникновения трещин. Кривая деформирования для нагружения при высокой скорости также приведена на рис. 10 (кривая 3).

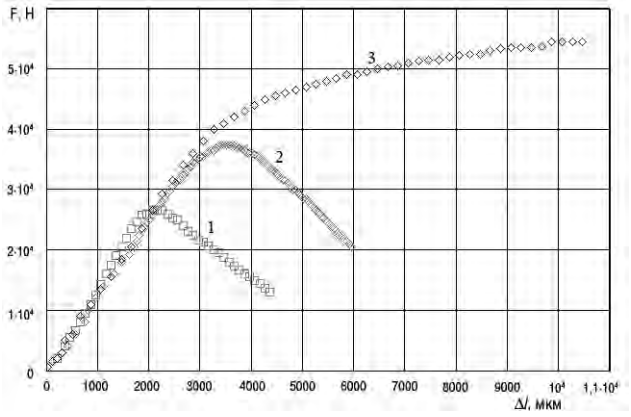


Рис. 10. Диаграммы деформирования компактных образцов с выкружкой при Т=260 ºС, pH =6.
1 — v =1 мкм/мин, со шламом; 2 — v =1 мкм/мин, $[O_2]$ = = 4,5 мг/кг; 3 — v =10^3 мкм/мин, $[O_2]$ = 4,5 мг/кг.

Глубина трещин на образцах измерялась с помощью метода потенциала. На цилиндрических — с использованием прибора Karl Deutsch, на компактных — прибора ИГТ-98Ц, разработанного в ЦНИИТМАШ. Измерения трещин проводились так же на электронном оптическом микроскопе на шлифах после разрезки испытанных образцов. По данным этих измерений и длительности ниспадающего участка (стадии разрушения) на диаграммах деформирования компактных и цилиндрических образцов была установлена средняя скорость роста коррозионных трещин.

При обработке результатов полагали, что в условиях низкоскоростного деформирования скорость роста трещины можно представить в виде $v_c = v_m + v_{cor}$, где v_m - скорость роста трещины, обусловленная механическим нагружением, а v_{cor} — приращение скорости за счет коррозионного растрескивания. Величина v_m в общем случае может варьироваться в широких пределах в зависимости от скорости перемещения захватов. По данным испытаний компактных образцов с использованием метода податливости, выполненных для построения J-R кривой стали10ГН2МФА, при скорости перемещения захватов 1мкм/мин $v_m \approx 6,7 \times 10^{-6}$ мм/сек.

На рис. 11 приведены значения скорости коррозионного растрескивания v_{cor}, полученные при испытаниях в воде с различной концентрацией кислорода, а также при испытаниях со шламом в барботированной воде и воде с кислородом.

Максимальные скорости коррозионного растрескивания $10^{-4} \approx 2,5 \times 10^{-4}$ мм/сек наблюдались при испытании со шламом. Воздействие шлама в воде с кислородом не приводило к усилению коррозионного эффекта и повышению скорости роста трещин.

При испытании со шламом с содержанием окиси меди не более 10% и без шлама в воде с концентрацией кислорода $[O_2] < 0,25$ мг/кг скорость роста коррозионных трещин равна нулю (трещины не возникали) — точки на горизонтальной оси на рис. 12. В этом случае предельные пластические деформации образца при разрушении соответствовали данным испытаний на воздухе.

В испытаниях без шлама при увеличении концентрации кислорода до 0,7 мг/кг и более эффект ЗДКР также проявлялся, однако предельные пластические деформации при разрушении были несколько выше, чем при испытаниях со шламом. Соответственно значения v_{cor} получены более низкие $4 \div 5 \times 10^{-5}$ мм/сек.

Близкие результаты получены в работе [7] на стали А533 (10^{-5} мм/сек) при испытании цилиндрических образцов в воде с повышенным содержанием кислорода и стали 10ГН2МФА [8] (производства Vitcovice Heavy Machinery) при испытании компактных образцов ($4,7 \cdot 10^{-5}$ мм/сек) с варьированием электрохимического потенциала.

В работе также была исследована возможность коррозионного разрушения стали 10ГН2МФА при низкоскоростном циклическом нагружении при наличии контакта образца со шламом состава 25%CuO+75% Fe_2O_3.

Нагружение осуществлялось по отнулевому циклу. Скорость нагружения в полуцикле растяжения была принята такой же как и в случае статического нагружения при ЗДКР т.е. порядка 3×10^{-7} 1/сек. Разгрузка с целью снижения трудоемкости испытаний осуществлялась с более высокой скоростью. Длительность цикла составляла порядка одних суток.

Величина максимальных напряжений задавалась в интервале 0,8–1,0 от условного предела текучести. Полученные результаты испытаний в амплитудах напряжений приведены на рис. 12 (точки 3). В исследованном диапазоне напряжений число циклов до разрушения составляло от 5 до 20.

На этом же рисунке в амплитудах условных напряжений показаны экспериментальные данные для стали 10ГН2МФА (жесткое нагружение) при отсутствии коррозионной среды.

Как видно из рис.12, снижение амплитуды циклических напряжений при низкоскоростном нагружении зависит от уровня нагружения и может составлять до 20 раз.

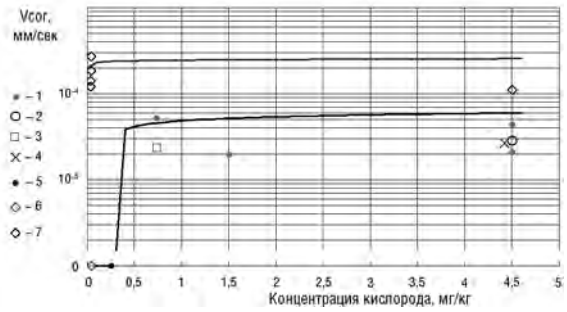


Рис. 11. Зависимость скорости роста коррозионных трещин в стали 10ГН2МФА от концентрации кислорода. 1, 5 — цилиндрические образцы, испытания в воде с кислородом без шлама; 2, 4 — компактные образцы с выкружкой, испытания в воде с кислородом без шлама; 3 — испытания в воде с кислородом с добавкой иона хлора ([Cl'] = 5мг/л) без шлама, цилиндрический образец; 6 — испытания со шламом без окиси меди (100% Fe_2O_3) и с содержанием CuO до 10%, цилиндрические образцы; 7 — испытания со шламом 75% Fe_2O_3+25% CuO, цилиндрические и компактные образцы с выкружкой.

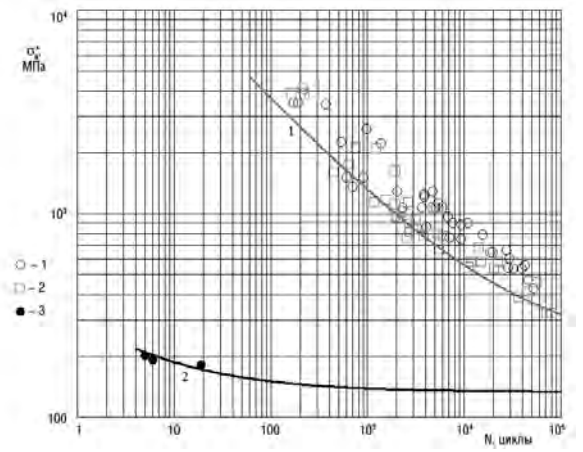


Рис. 12. 1 — кривая усталости (в амплитудах условных напряжений) для стали 10ГН2МФА на воздухе, 2 — расчетная кривая усталости при низкоскоростном нагружении. Точки — экспериментальные данные: 1 — T=20 °C, 2 — T=350°C — испытания на воздухе; 3 — T = 260°C — испытания при низкоскоростном нагружении со шламом.

Полученные результаты описывались зависимостью в виде [9-10]:

$$\sigma_a = \frac{E \cdot e_c}{(4N_0)^{m_p}} + \frac{R_{-1}}{1 + \frac{R_{-1}}{R_m}\frac{1+r}{1-r}} \qquad (2)$$

где E = 2 10^5 МПа - модуль упругости стали 10ГН2МФА; e_c — характеристика пластичности, определяемая в соответствии с [8-9]; R_{-1} =0,4×R_m — предел выносливости при симметричном цикле нагружения; R_m — временное сопротивление; r — коэффициент асимметрии цикла; m_p=0,5. Эффект снижения пластичности в условиях ЗДКР учитывался на основе соотношения

$$e_{\text{с воздух}} = e_{\text{с воздух}} \frac{\varepsilon_{\text{f ЗДКР}}}{\varepsilon_{\text{f воздух}}}$$

В таблице представлены значения параметров уравнения (2) для случая низкоскоростного нагружения со шламом и для нагружения в обычных условиях на воздухе. Величина $\varepsilon_{\text{f ЗДКР}}$ определялась как среднее значение по данным испытаний трех образцов металла мартеновской плавки.

Расчетные кривые усталости для испытаний на воздухе (r = -1) и в коррозионной среде со шламом (r = 0) приведены на рис. 12.

Как следует из рис.12 расчет согласуется с экспериментальными данными. Полученный результат показывает возможность прогнозирования кривых усталости при низкоскоростном нагружении по данным статических испытаний в соответствующих условиях.

Параметры уравнения кривой усталости

условия нагружения	e_f, %	e_c, %	R_{-1}, МПа	R_m, МПа	m_p
на воздухе	140	34,6	208	520	0,5
в воде со шламом	0,68	0,168	178	450	0,5

Для приближенной оценки скорости роста коррозионных трещин при медленном циклическом нагружении можно воспользоваться подходом, изложенным в [5].

В соответствии с [6] скорость роста трещины при циклическом нагружении можно так же представить в виде

$\frac{da}{dN} = \frac{1}{2\pi}\left(\frac{2K_{1\varepsilon a}}{\varepsilon_f}\right)^2$, где $K_{1\varepsilon a}$ — амплитуда коэффициента интенсивности деформаций.

Отсюда, считая, что данное соотношение справедливо и в случае испытаний на воздухе и при медленном циклическом нагружении в воде можно получить:

$$\varphi_{ЗДКР} = \frac{(da/dN)_{ЗДКР}}{(da/dN)_{воздух}} = \left(\frac{\varepsilon_{fвводу}}{\varepsilon_{fЗЗДК}}\right)^2,$$

где $(da/dN)_{воздух}$ — скорость роста трещины при циклическом нагружении на воздухе, $(da/dN)_{ЗДКР}$ — скорость роста трещины при низкоскоростном циклическом нагружении в воде в условиях проявления ЗДКР, $\varepsilon_{fводух}$ и $\varepsilon_{fЗДКР}$ — пластичность материала при испытании на воздухе и в воде соответственно.

При $\varepsilon_{fводух}$=140% и $\varepsilon_{fЗДКР}$=0,68% (при наличии шлама) увеличение скорости роста трещины при циклическом нагружении в воде при проявлении ЗДКР составляет $\varphi_{ЗДКР} = 4{,}24 \cdot 10^4$.

Так как для стали 10ГН2МФА скорость роста трещины на воздухе описывается уравнением Пэриса в виде da/dN = C $(\Delta K)^m$, где m = 2,7; C= 2,8· 10^{-11} [9], то в условиях проявления ЗДКР получим $(da/dN)_{ЗДКР}$ = 1,19· ·10^{-6}·$(\Delta K)^{2.7}$. Здесь da/dN в м/цикл, ΔK в МПа·$м^{0.5}$.

Представленные результаты и критериальные зависимости являются основой для разработки методики оценки срока службы узла приварки коллектора к корпусу парогенератора ПГВ-1000.

Список литературы

А.Г. Казанцев, А.С. Зубченко, В.А. Григорьев, И.Л. Харина, О.Ю. Петрова.

Методы прогнозирования влияния состава высокотемпературной воды на склонность к замедленному деформационному коррозионному растрескиванию стали 10ГН2МФА. — Вопросы атомной науки и техники. Выпуск 23, Подольск, 2008, с. 53–61.

О.П. Архипов, С.И. Брыков, Ю.В. Харитонов, Л.А. Сиряпина, Г.П. Кузнецова. Ведение морфолинового и этаноломинового водно-химического режима парогенераторов энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 России в сравнении с гидразинно-аммиачным ВХР. – Вопросы атомной науки и техники. Выпуск 21, Подольск, 2008, с. 15–23.

А.Г. Казанцев, А.С. Зубченко, С.А. Харченко. Коррозионное растрескивание стали 10ГН2МФА в высокотемпературной воде с отложениями окислов меди и железа. Труды XI международной конференции. Проблемы материаловедения при проектировании, изготовлении и эксплуатации оборудования АЭС. ЦНИИ КМ «Прометей», т. 1, С. Петербург, 2010 г., с. 479–488.

О.Ю. Петрова, Ю.Г. Драгунов, Г.Ф. Банюк, И.Л. Харина, А.С. Зубченко. Особенности поведения низколегированных сталей в высокотемпенратурной воде в условиях коррозии под напряжением. Основная концепция замедленного деформационного коррозионного растрескивания (ЗДКР) применительно к условиям эксплуатации парогенераторов АЭС с ВВЭР. Сборник тезисов докладов 7-й международной конференции по горизонтальным парогенераторам. Подольск, ОКБ Гидропресс, 2006г., с 125.

В.А. Федорова В.А., Б.З. Марголин, В.И. Костылев. Анализ возможных причин повреждений узла приварки коллектора к патрубку парогенератора ПГВ-1000М. Сборник тезисов докладов 8-ой Международной конференции. Санкт-Петербург — Сосновый Бор. 14–17 июня 2004. — с. 60–61.

Н.А. Махутов. Деформационные критерии разрушения и расчет элементов конструкций на прочность.М.: Машиностроение, 1981, 272 с.

M.E. Indig. Slow Strain-Rate Stress Corrosion Testing for Liquid Metall Fast Breeder Reactor, Sress Corrosion Cracking-The Slow-Rate Technigue, ASTM STP 665, 1979, pp 170–202.

K. Matocha, F. Cicryt. The Simultaneous Effect of Ageing and Water Environment on Subcritical Crack Growth and Fracture Behaviour 0f 10GN2NFA Low Alloy Steel. Metallurgical Transactions A, 11A, 2006, 21–30.

ПНАЭ Г-7-002-86 «Нормы расчёта на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» Москва, Энергоатомиздат, 1989, 525 с.

РД ЭО 0330–01 Руководство по расчету на прочность оборудования и трубопроводов реакторных установок РБМК, ВВЭР И ЭГП на стадии эксплуатации. М., Федеральное агентство по атомной энергии, 2004, 137 с.

РАЗРАБОТКА НОРМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО УЗК УЗЛА ПРИВАРКИ КОЛЛЕКТОРА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ К КОРПУСУ ПАРОГЕНЕРАТОРА ПГВ-1000 ПО РЕАЛЬНЫМ РАЗМЕРАМ ДЕФЕКТОВ

Ловчев В.Н., Гуцев Д.Ф.
ОАО «Концерн Росэнергоатом», Москва
Пиминов В.А., Курдин М.Е.
ОАО ОКБ «Гидропресс», Подольск
Вопилкин А.Х., Тихонов Д.С.
ООО «НПЦ «ЭХО+», Москва

Введение

В статье рассказывается о разработке эксплуатационных норм оценки качества сварных соединений (СС) приварки главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ) к патрубку парогенератора (ПГ) Ду1200 реакторной установки ВВЭР-1000 (СС № 111) по результатам измерительного режима ультразвукового контроля (УЗК). Сама возможность разработки таких норм основывается на применении современных средств автоматизированного УЗК (АУЗК) с визуализацией дефектов (например, АВГУР 5.2) позволяющих получать большое количество новой дополнительной информации о дефектах и несплошностях. К сожалению, пока эту информацию невозможно использовать для принятия точных технических решений, базируясь лишь на устаревшей нормативной документации, – необходимы обоснованные нормы допуска СС в эксплуатацию с учётом данных о фактических размерах несплошностей.

Для разработки и обоснования таких норм было выполнено расчетное обоснование размеров критических дефектов в зоне СС №111, а так же анализ результатов исходных данных и заключений автоматизированного УЗК СС № 111, проведённого системами АВГУР в период с 2003 г. по настоящее время, а также анализе их изменений за этот период.

Расчетное обоснование размеров критических дефектов в зоне сварного соединения № 111

Под критическим дефектом понимался дефект, при достижении размеров которого может произойти его неконтролируемый рост, а допускаемым по условиям эксплуатации дефектом является дефект, размеры которого определены с учетом запасов, назначенных для рассматриваемых условий эксплуатации.

При определении размеров критических и допускаемых по условиям эксплуатации дефектов в зоне СС №111 вопросы подрастания дефекта в период между проведением контроля в данном документе рассматриваются только, как оценочные, из-за отсутствия строгой математической модели роста дефектов в данной зоне.

Корпус парогенератора представляет собой сварной цилиндрический сосуд с внутренним диаметром 4000 мм, состоящий из четырех, сваренных между собой, кованых обечаек: двух центральных толщиной 145 мм и двух боковых толщиной 105 мм, заглушенных штампованными эллиптическими днищами толщиной 120 мм.

На центральной обечайке корпуса имеются: два патрубка Ду1200 для приварки коллекторов первого контура, два люка Ду800 для обслуживания коллекторов первого контура и патрубок питательной воды. Коллекторы первого контура (входной и выходной) [1] выполнены из стали 10ГН2МФА или 10ГН2МФА-Ш и предназначены, соответственно, для раздачи теплоносителя в теплообменные трубы и сбора его. Коллекторы первого контура представляют собой вертикальные сосуды, состоящие из двух основных частей: фланца коллектора и корпуса коллектора.

Корпус коллектора имеет перфорированную отверстиями зону с запрессованными в них теплообменными трубами и переходную зону для соединения коллектора теплоносителя с корпусом парогенератора и главным циркуляционным трубопроводом. В эксплуатации находятся два вида разделки СС № 111 прямая и косая. Схемы разделки СС № 111 представлена на рисунке 1.

В парогенераторе ПГВ-1000М имеются два коллектора первого контура: входной и выходной, которые имеют одинаковое конструктивное исполнение. Анализ условий их работы показал, что нагружение механическими нагрузками не имеет существенных отличий, а температурные нагрузки, особенно в режимах с изменением мощности, больше во входном коллекторе. Это приводит, к появлению во входном коллекторе первого контура как более высокого уровня напряжений, так и большему накоплению усталостного повреждения в нем. Кроме того, дефекты в СС №111 проявляются, как правило, на входных коллекторах. Поэтому определе-

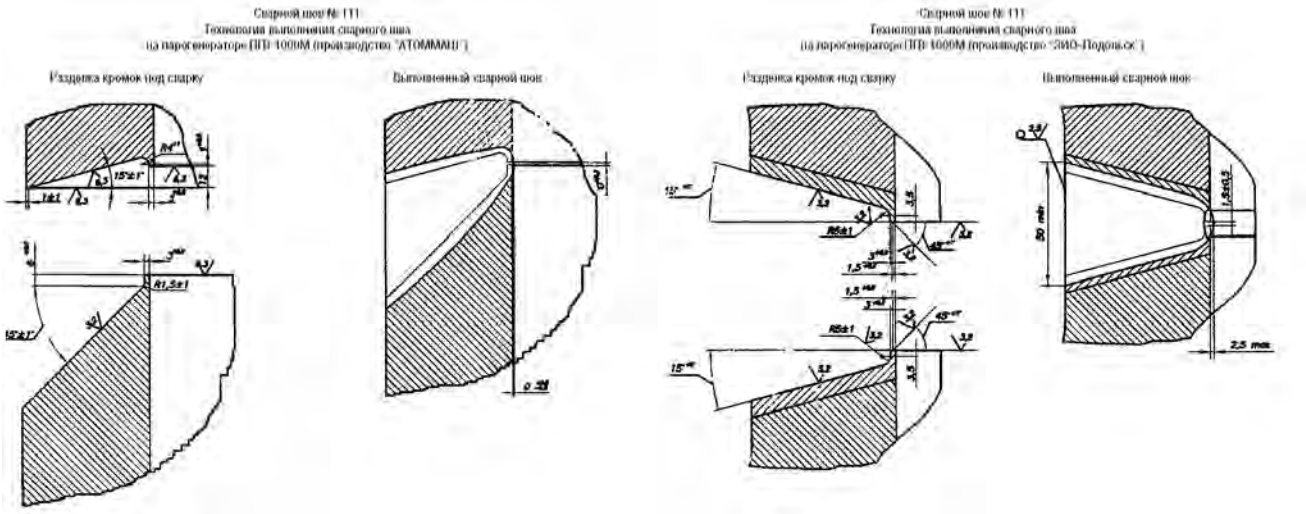


Рис. 1. Схемы разделки сварного соединения №111

ние критических дефектов проводится на условия работы входных коллекторов первого контура, а полученные результаты консервативно распространяются и на выходной коллектор.

Анализ режимов работы реакторной установки и изменения параметров в них показывает, что эффекты, влияющие на величину критического дефекта, наиболее проявляются в режимах:

- гидравлическое испытание второго контура;
- разрыв паропровода.

В первом режиме на рассматриваемый узел действует максимальная величина давления по второму контуру и при этом температура узла может находиться в пределах 70–130 °С, во втором режиме происходит наиболее быстрое и глубокое захолаживание (до 100 °С) по второму контуру. Режимы разогрева и расхолаживания реакторной установки, где могут наблюдаться более низкие температуры не рассматриваются, так как при температурах ниже 100 °С в данных режимах отсутствует давление во втором контуре, а скорость снижения температуры мала и практически не вызывает появление перепадов температуры на стенке, где расположено сварное соединение №111.

Кроме проектных режимов, рассмотрим случай, обнаруженный при испытаниях на двух пусковых блоках, когда по линии продувки карманов в парогенераторы поступала холодная вода. Данный режим не является проектным, но так как вероятность его прохождения существует, то он должен быть рассмотрен в данном случае, причем его параметры необходимо принять с максимальным консерватизмом.

С учетом вышесказанного в качестве расчетных режимов выбираются следующие:

- гидравлическое испытание второго контура;
- разрыв паропровода (АС);
- захолаживание кармана (ННУЭ).

Материалы, из которых сделаны элементы коллектора первого контура и других элементов, входящих в расчетную модель, а также их механические свойства, приняты на основании [2].

Расчетная модель состоит из 592000 элементов, представляющих собой параллелепипеды с 20 узлами. Общее количество узлов в расчетной модели - 1880000.

Для решения температурной задачи используется элемент SOLID 92, для решения механической задачи – SOLID 186.

Такое количество элементов обеспечивает необходимую густоту разбиения рассматриваемой зоны для получения приемлемой точности решения. Для иллюстрации данного положения на рисунке 4.2 представлен фрагмент расчетной области, включающей в себя коллектор первого контура, и зону его соединения с патрубком Ду 1200

Определение критических размеров дефектов проводится в соответствии с положениями, требованиями и рекомендациями [3]. Из полученных результатов следует, что при проведении гидравлических испытаниях по второму контуру при температуре Т = 70°С и с учетом принятых допущений критической является сквозная трещина, длина которой не менее 290 мм. С учетом запасов прочности согласно [3] при гидравлических испытаниях допускаются трещины глубиной до 20 мм и протяженностью до 400 мм.

В отличие от расчетного режима «гидравлическое испытание второго контура», который определяется одним расчетным состоянием, в расчетном режиме «разрыв паропровода» напряженное и термическое состояния расчетного узла зависят от времени прохождения режима. Для данного режима был выполнены расчеты температурных полей и напряжений для ряда расчетных состояний, которые выбирались из условия изменения параметров режима таким образом, чтобы не пропустить состояние с максимальным уровнем продольных растягивающих напряжений. Из полученных результатов следует, что при прохождении аварийного режима «разрыв паропровода», критической является сквозная трещина длиной не менее 160 мм. С учетом запасов прочности согласно [3] при аварийной ситуации «разрыв паропровода» допускаются трещины глубиной до 40 мм и протяженностью до 800 мм.

Рассмотрим ситуацию с захолаживанием кармана, которая наблюдалась при проведении натурных измерений на блоке № 4 Ровенской АЭС. Так как данный режим не является проектным, то для него отсутствует проектное изменение параметров. Для того, чтобы смоделировать данный режим, в качестве контрольной бралась точка на наружной поверхности кармана, для которой проводилось измерение температуры. Чтобы добиться аналогичного изменения температуры в контрольной точке и расчете температурных полей в расчетном режиме было выполнено несколько итераций.

Из полученных результатов следует, что при прохождении расчетного режима «захолаживание кармана», критической является сквозная трещина длиной не менее 670 мм. С учетом запасов прочности согласно [3] при нарушении нормальных условий эксплуатации, к которым отнесен расчетный режим «захолаживание кармана допускаются сквозные трещины протяженностью до 120 мм.

В настоящее время отсутствует строгая математическая модель подрастания дефекта в рассматриваемой зоне, поэтому оценку подрастания дефекта выполним в соответствии с рекомендациями [3]. Оценка, выполненная в соответствии с рекомендациями /1/, показывает, что при принятых условиях в течение года трещина увеличится на 0,1 мм.

Выполненные расчеты показали, что наиболее опасным с точки зрения хрупкого разрушения является режим «гидравлические испытания второго контура» если он проводится при температуре T = 70° C. Все эти выводы сделаны на основе напряженного состояния, полученного при рассмотрении бездефектной конструкции. Кроме того, при рассмотрении сквозных трещин были сделаны консервативные предпосылки при определении σ_{eq}.

Чтобы рассмотреть условия вязкого разрушения при наличии сквозного дефекта и определить заложенный при расчете консерватизм был смоделирован сквозной дефект. В виду сложности такого моделирования задача решалась в три этапа, и рассматривался только дефект с фиксированной протяженностью, которая была принята равной 1 м. Протяженность дефекта выбиралась с учетом полученных результатов и заложенного при определении эквивалентного напряжения очевидного консерватизма. Исходя из выполненных расчётов, с учетом поправок в сторону консерватизма, можно констатировать, что при проведении гидравлических испытаний по второму контуру критической будет являться сквозная трещина протяженностью не менее, чем 1 м.

Выполненные выше расчеты позволили выявить наиболее опасный с точки зрения разрушения эксплуатационный режим, которым является гидравлическое испытание второго контура. Для данного режима получена максимальная допускаемая глубина трещины, которая равна 20 мм. Выполненные расчеты также показали, что при малой протяженности дефекта максимальный коэффициент интенсивности напряжений возникает на краях трещины, а это значит, что при малой протяженности трещина вначале будет расти в длину и только при достижении длины 400 мм начнет расти в глубину.

В тоже время напрашивается вывод, что при меньшей глубине допускаемая трещина может быть большей протяженности.

Исходя из полученных результатов построена диаграмма допускаемых и критических дефектов для парогенераторов ПГВ-1000М и ПГВ-1000 расположенных в окружном направлении в зоне сварного соединения № 111. Такая диаграмма представлена на рис. 2.

Диаграмма, представленная на рисунке 2, получена на основании вычислений в соответствии с рекомендациями [3]. Результаты расчета с моделированием трещин показали, что данная диаграмма имеет некоторый дополнительный консерватизм по сравнению с прямыми расчетами, в которых моделируется трещина.

Протяженность трещин, имеющих протяженность по высоте кармана, или направленных к ней под углом, ограничена размерами кармана, поэтому диаграмма допускаемых и критических дефектов для них выглядит таким образом, как это представлено на рис. 3.

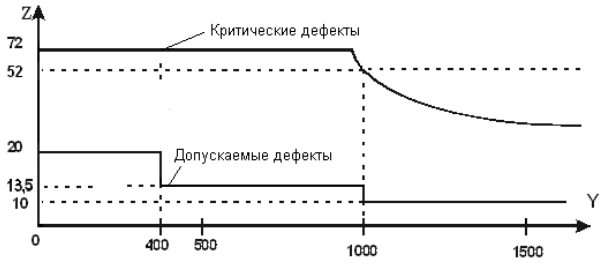


Рис. 2. Диаграмма допускаемых и критических дефектов

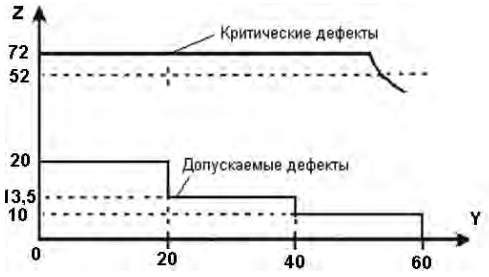


Рис. 3. Диаграмма допускаемых и критических наклонных дефектов и дефектов, направленных по высоте кармана

Анализ возможностей и результатов автоматизированного УЗК СС № 111 с определением размеров на АЭС РФ за период с 2003 г. по н.в.

Современные нормы оценки качества сварных соединений по результатам ультразвукового контроля (УЗК) используют параметры, опирающиеся на отражательную способность дефекта, которую как показывает многолетний опыт [4, 5] невозможно связать с их реальными размерами, определяющими фактический запас прочности объекта контроля.

В настоящее время развиты и активно используются при ЭНК методы УЗК, позволяющие по изображениям, полученным после когерентной обработки, определять геометрические параметры дефектов – их протяжённость, высоту, локализацию. Эти методы контроля реализованы в системах автоматизированного УЗК АВГУР 4.2 и АВГУР 5.2, для которых разработаны и аттестованы методики АУЗК сварных соединений узла приварки коллекторов теплоносителя к патрубкам Ду1200 парогенераторов РУ ВВЭР-1000 [6, 7, 8, 9]. Методики аттестованы и подтвердили свою эффективность: за семь лет эксплуатации системами серии АВГУР проведен контроль 80 сварных соединений (суммарное количество выявленных несплошностей более 500). За этот период выявлены одиннадцать недопустимых дефектов, проведен ремонт дефектных сварных соединений.

За весь период эксплуатации измерительной методики АУЗК накоплена представительная база исходных данных контроля и результатов обработки (изображений несплошностей) по всем контролируемым сварным соединениям. База данных содержит в себе

информацию о размерах выявленных несплошностей СС, допущенных в эксплуатацию и ремонтируемых во время ППР.

Автоматизированный ультразвуковой контроль СС № 111 системами АВГУР 4.2 и АВГУР 5.2 на российских АЭС с ВВЭР-1000 проводился в период ППР 2003 – 2011 гг. Исходные данные и результаты АУЗК находятся на сервере в базе данных НПЦ «ЭХО+». В базе данных находятся и заключения контроля по каждому сварному соединению. За этот период был выполнен контроль на энергоблокахблоках № 1–4 Балаковской АЭС, энергоблоке № 5 Нововоронежской АЭС, на энергоблокахблоках № 1–4 Калининской АЭС и энергоблоке № 1 Волгодонской АЭС.

В результате АУЗК были выявлены 520 несплошностей, за каждой из которых установлено и велось наблюдение. Во время ППР были выявлены 11 дефектов с недопустимыми параметрами по действующим нормам контроля.

Статистический анализ локализации выявленых несплошностей, допустимыми параметрами по действующим нормам контроля, показывает:

- бо̀льшая часть несплошностей – около 70% расположены в сечении сварного соединения;
- другая часть – более 22 % – локализованы на границе сплавления;
- около 8 % несплошностей расположены в области радиусного перехода;
- 93% несплошностей имеет малую высоту менее 5 мм и только 7% всех выявленных несплошностей имеет высоту 5 мм и более. Из них не более 1% имеет высоту от 10 до 16 мм (см. рис. 4.).
- 96% несплошностей имеет длину менее 50 мм и только 4% всех выявленных несплошностей имеет длину от 50 мм и не более 500 мм (см. рис. 5.).
- 98% всех выявленных и наблюдаемых несплошностей на АЭС не изменяются в пределах погрешности измерений.

Необходимо отметить, что в процессе периодического контроля, на акустических изображениях наблюдается активный процесс коррозии, заключающийся в появлении коррозионных язв, каверн с высотой – до 5 мм, протяжённость этих несплошностей составляет весь периметр сварного соединения, что отмечается в заключениях контроля.

Учитывая анализ влияния дефектности на работоспособность сварного шва №111, выполненный в процессе расчётного обоснования, можно заключить, что все выявленные несплошности являются допустимыми исходя из величин их реальных размеров и их параметры далеки от критических.

Ежегодное наблюдение за выявленными несплошностями показывает, что их размеры остаются, для подавляющего большинства, неизменными в пределах погрешности измерений (случаи роста несплошностей рассматриваются отдельно).

Также были выявлены одиннадцать недопустимых дефектов. Дефекты были забракованы, как по результатам поискового контроля (амплитуда от отражателей превышала браковочный уровень, соответствующий эквивалентной площади 7 мм^2), так и по результатам измерительного контроля: в дефектах зафиксированы существенный рост длины и высоты (см. рис. 7), часть из этих дефектов фиксировалась в предыдущие ППР, как допустимые несплошности, имеющие малую длину и высоту.

Основные особенности выявленных недопустимых несплошностей — дефектов:

- все несплошности носят плоскостной характер (трещины, выходящие на внутреннюю поверхность сварного соединения);

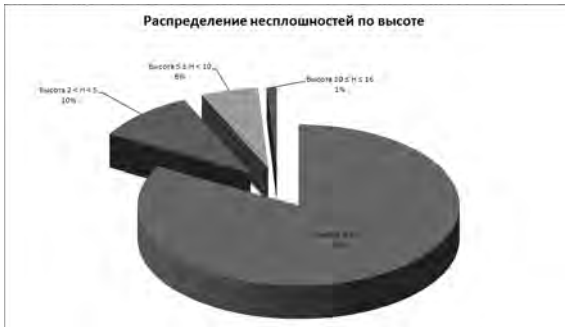


Рис. 4. Обобщенное распределение несплошностей, выявленных при АУЗК системой АВГУР 5.2 в СС № 111, по высоте.

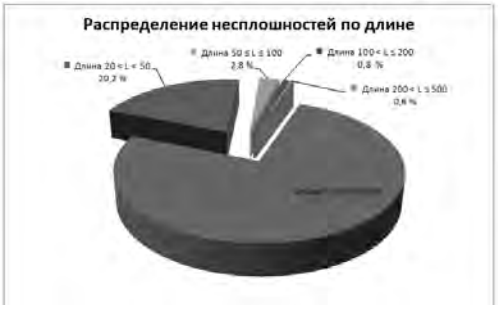


Рис. 5. Обобщенное распределение несплошностей, выявленных при АУЗК системой АВГУР 5.2 в СС № 111, по длине.

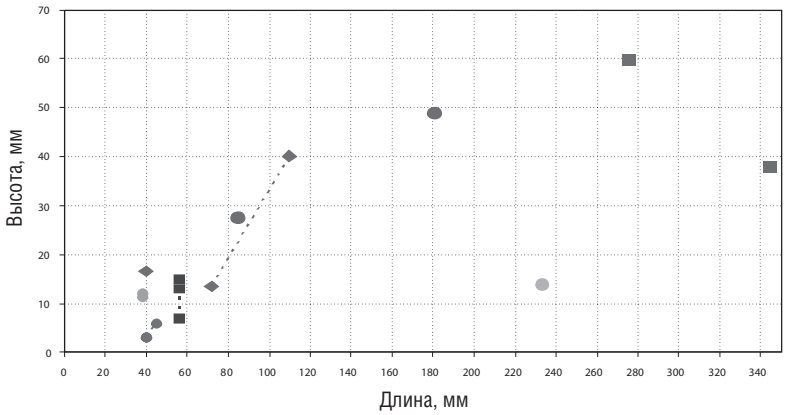


Рис. 6. Высота и длина несплошностей, выявленных при АУЗК системой АВГУР 5.2, и отремонтированных (красный цвет). Номерами 1 ÷ 4 отмечены четыре несплошности, у которых зафиксированы изменения размеров.

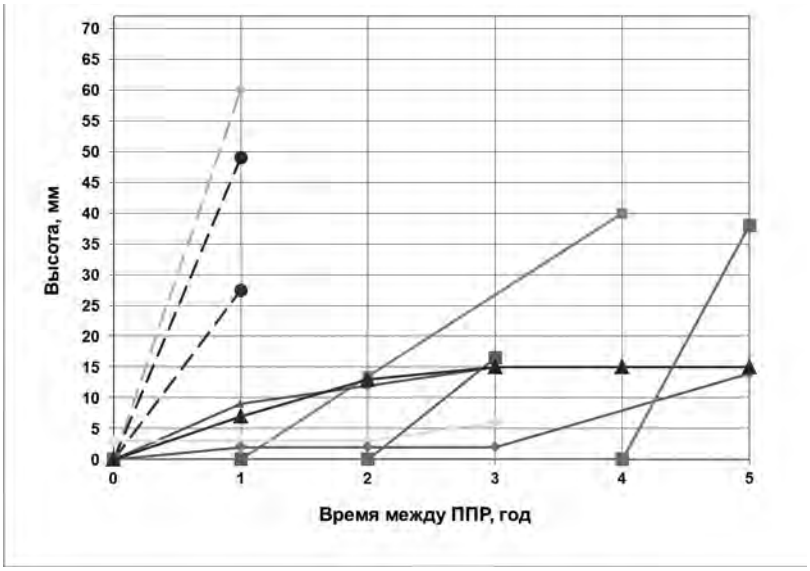


Рис. 7. Изменение высоты плоскостных несплошностей во времени. Несплошности с высотой более 15 мм – отремонтированы.

- все несплошности (за исключением одной) локализованы в области галтельного перехода;
- несплошности развиваются в диагональном и продольном (относительно оси сварного соединения) направлениях;
- при проведении контроля фиксируются как случаи развития несплошностей, так и случаи первичного выявления дефектов большой высоты и протяжённости.

На рис. 6 и 7 приведены высоты несплошностей, для которых был зафиксирован рост и/или большая (максимальная высота: H > 10 за перид наблюдений 2006÷2011 гг.). На рис. 6 отмечены четыре несплошности, за которыми велось наблюдение и у которых зафиксированы изменения размеров. Для несплошностей 1 и 3 изменяются только высоты, а несплошности 2 и 4 увеличились по высоте и по длине.

На рис. 7 за нулевую точку отсчета принят 2006 г. Дефекты, значительных размеров, выявленные в следующем 2007 г. отображены пунктирной линией, за остальными дефектами наблюдение проводилось более 1 года. При анализе изменений несплошностей по высоте, за которыми проводилось наблюдение более 1 года (~1% всех выявленных несплошностей), установлено, что высота несплошностей изменяется в широких пределах: от изменений в пределах погрешности измерений до 39 мм/год (максимальное значение).

При этом максимальная скорость роста несплошностей, за которыми велось наблюдение более одного раза, соответствует одной несплошности высотой 13,5 мм. Остальные случаи роста для таких несплошностей либо не превышают погрешности измерений либо не достигают высоты 13 мм.

Также было выполнено моделирование УЗК несплошностей в СС № 111 Ду1200 в программной среде CIVA 10.0 (ШИВА), несплошности моделировались как включения, заполненные определенной средой. Результаты моделирования показывают, что:

- Амплитуды отраженного сигнала от верхушки модели трещины для всех высот менее амплитуды от плоскодонных отражателей, т. е. по нормам ПНАЭ Г-7-010-89 и ПК 1514-72 верхушки этих плоскостных несплошностей не фиксируются и могут быть пропущены.
- В наихудшей для выявления дефектов ситуации (вертикально ориентированной внутренней несплошности) при раскрытии 10 мкм и заполненности водой отражатель был бы выявлен системой АВГУР 5.2 на уровне значительно меньшем, чем стандартный уровень фиксации. Однако при заполнении несплошности медью, при раскрытии менее 50 мкм амплитуда отражения от несплошности ниже стандартного уровня фиксации (несплошность не фиксируется).
- Для выходящей на внутреннюю поверхность несплошности (типичный случай) при раскрытии более 20 мкм и заполненности водой или окислами железа отражатель может быть выявлен на стандартном уровне фиксации, а на предельном уровне чувствительности могут быть выявлены и значительно менее раскрытые трещины.

В результате выполненных расчётов и анализа результатов контроля за большой период времени были предложены нормы оценки качества СС № 111 по результатам измерительного режима АУЗК для несплошностей различных размеров продольной, поперечной и диагональной ориентации:

Таблица 1.

Длина несплошности вдоль сварного соединения, мм	**Допустимая высота от донной поверхности, мм**
От 0 до 400 включительно	13 и менее
Свыше 400 до 1000 включительно	10 и менее
Свыше 1000	7 и менее
Примечание. Приведенные в данной таблице нормы применяются для продольной проекции диагональных несплошностей.	

Таблица 2.

Длина несплошности поперёк сварного соединения, мм	**Допустимая высота от донной поверхности, мм**
От 0 до 40 включительно	13 и менее
Свыше 40 до 60 включительно	10 и менее
Свыше 60	3 и менее
Примечание. Приведенные в данной таблице нормы применяются для поперечной проекции диагональных несплошностей.	

Выводы

1. Выявленные несплошности в СС № 111 на действующих российских АЭС ВВЭР-1000 (более 520, допустимые по действующим нормам):

- 70% расположены в сечении сварного соединения, более 22 % – локализованы на границе сплавления; около 8 % несплошностей расположены в области радиусного перехода;
- 93% несплошностей имеют малую высоту менее 5 мм и только 7% всех выявленных несплошностей имеют высоту 5 мм и более;

2. По данным наблюдения за этими несплошностями определено, что 98% из них не изменяются в пределах погрешности измерений, максимальная скорость изменения зафиксированной высоты несплошностей (39 мм/год) соответствует одной несплошности высотой 13,5 мм. Остальные случаи роста для таких несплошностей либо не превышают погрешности измерений либо не достигают высоты 13 мм.

3. На основании прочностных расчётов, выполненных для различных видов эксплуатационных дефектов специалистами ОКБ ГИДРОПРЕСС, разработаны дополнительные нормы контроля для измерительного режима АУЗК по геометрическим размерам допустимых несплошностей.

Список литературы

1. Коллектор первого контура. Чертеж общего вида. 320.05.01.02.000 ВО, ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 1979.

2. Парогенератор с опорами. Спецификация конструкционных материалов 320.05.00.00.000 Д42. Производственное объединение «Атоммаш», 1981.

3. Руководство по расчету на прочность оборудования и трубопроводов реакторных установок РБМК и ВВЭР на стадии эксплуатации. РД ЭО 0330-01. Москва, концерн «Росэнергоатом», 2003.

4. Бадалян В.Г., Базулин Е.Г., Вопилкин А.Х. и др. Ультразвуковая дефектометрия металлов с применением голографических методов. М., Машиностроение, 2008, 368 с.

5. Щербинский В.Г. Технология ультразвукового контроля сварных соединений. М., Тиссо, 2005, 326 с.

6. Вопилкин А.Х., Самарин П.Ф., Тихонов Д.С. Оборудование и методика автоматизированного ультразвукового контроля сварных швов приварки коллекторов теплоносителя к патрубкам парогенераторов ВВЭР-440 И ВВЭР-1000// Доклад на 7 международном семинаре по горизонтальным парогенераторам 3–5 октября 2006 г. Подольск.

7. Система автоматизированного ультразвукового контроля Авгур 5.2. Руководство по эксплуатации (105.00.00.00.00 РЭ), инструкция «Калибровка ПЭП».

8. Методика автоматизированного ультразвукового контроля кольцевых сварных соединений узла приварки коллекторов теплоносителя к патрубкам парогенераторов Ду1200 реакторов типа ВВЭР-1000 системой «Авгур 4.2» (МЭ-АЭ1-П1Б/8-ПК-02).

9. Методика автоматизированного ультразвукового контроля сварных соединений узлов приварки коллекторов теплоносителя к патрубкам Ду1200 парогенераторов реакторных установок ВВЭР-1000 с применением системы АВГУР 5.2 (МА5-АЭ1-П1Б/8-ПК-06).

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННО - АНАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПО ЭНК МЕТАЛЛА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ АЭС

Александров А.Е.

ООО «НПП «Сигма ИТ», г. Москва

Работы по созданию и внедрению информационно-аналитической системы (ИАС) по эксплуатационному неразрушающему контролю (ЭНК) металла оборудования и трубопроводов АЭС с РУ ВВЭР-1000 ведутся в соответствии с «Комплексной программой по разработке и внедрению ИАС в рамках КИС концерна «Росэнергоатом», утвержденной в 2009 году.

Создание ИАС ЭНК МОиТ направлено на реализацию следующих целей (рис.1):

- формирование единого информационного пространства, объединяющего информацию о проведенном контроле со всех блоков АЭС и создающего основу для поддержки процессов управления сроком службы оборудования и трубопроводов и управления эксплуатацией блоков АЭС;
- повышение эффективности проведения работ по ЭНК путем автоматизации процессов учета информации о проводимом контроле металла, планирования и контроля исполнения работ по ЭНК на станционном уровне;
- информационная поддержка процессов управления сроком службы оборудования и трубопроводов;
- информационная поддержка процессов управления эксплуатацией блоков АЭС.

Согласно «Комплексной программе ...» единая информационно – аналитическая система построена в виде трехуровневой системы, включающей базовый (станционный), аналитический и управленческий уровни (рис.2).

Для решения задач каждого из выделенных уровней должны быть разработаны соответствующие каждому уровню подсистемы: базовая, аналитическая и управленческая.

Подсистема базового уровня должна решать следующие основные задачи:

- обеспечивать учет и хранение первичной информации по проводимому контролю в виде заключений, протоколов;
- обеспечивать информационную поддержку всех основных процессов по проводимому контролю, включая процессы классификации элементов контроля, процессы создания и ведения справочной информации, процессы подготовки документов на контроль, процессы оформления результатов контроля, процессы формирования учетной и отчетной документации;
- обеспечивать информационную поддержку процессов планирования работ по ЭНК, включая процессы формирования рабочих программ, процессы разработки и работы с графическими схемами, процессы планирования объемов контроля;
- обеспечивать информационную поддержку обеспечивающих процессов, включая процессы обеспечения необходимого уровня квалификации контролеров, процессы обеспечения проводимого контроля средствами неразрушающего контроля и расходными материалами;

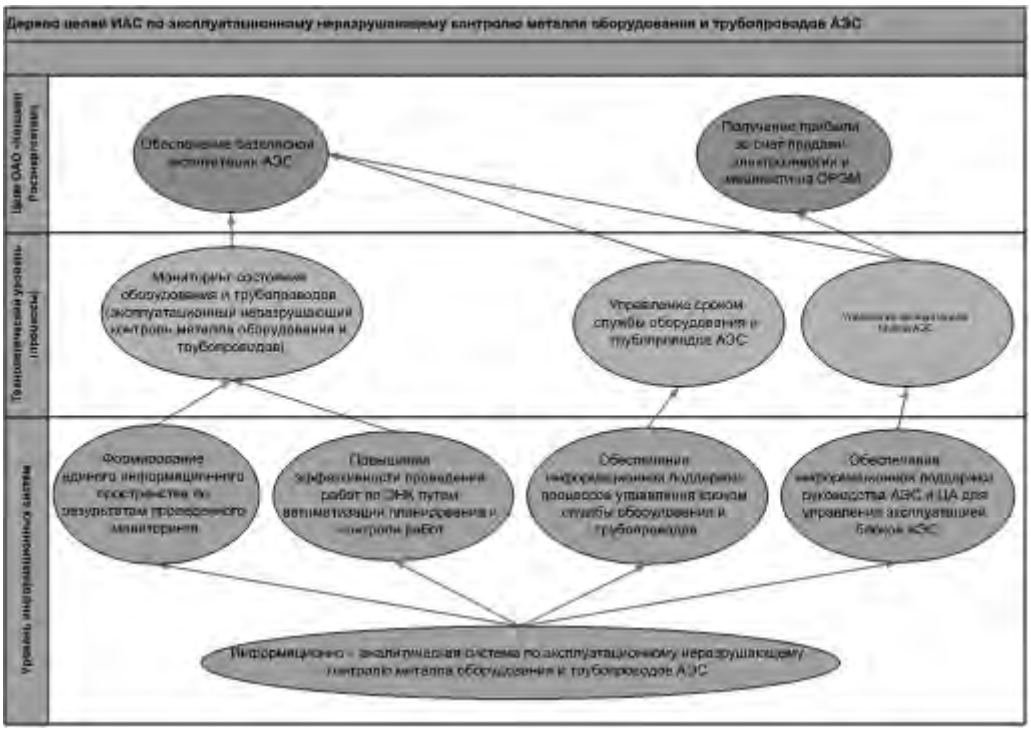


Рис. 1. Дерево целей информационно – аналитической системы по эксплуатационному неразрушающему контролю металла оборудования и трубопроводов АЭС.

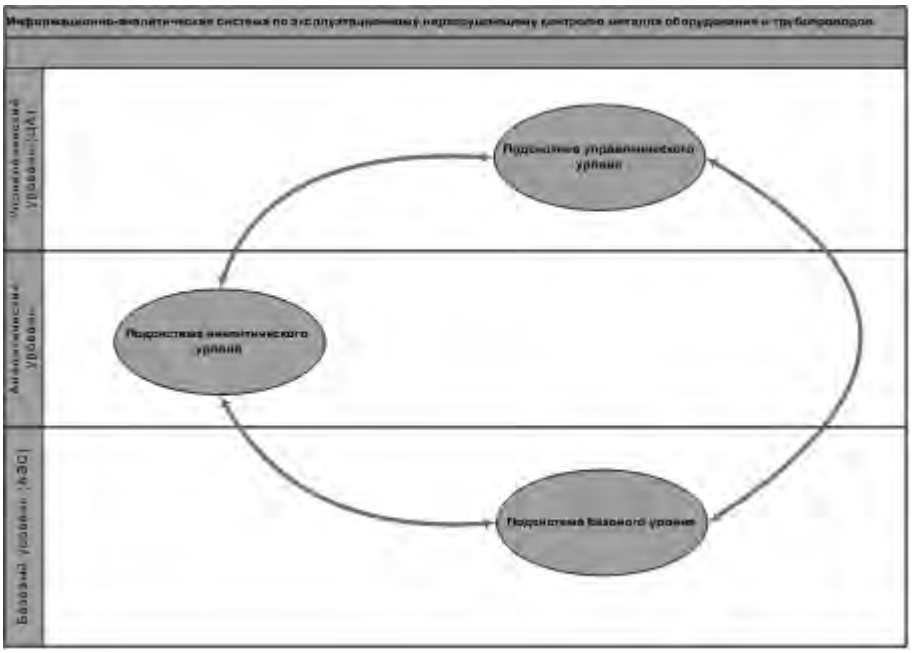


Рис. 2. Уровни ИАС ЭНК МОиТ, выделенные по функциональному признаку

- обеспечивать информационную поддержку аналитических процессов, включая процессы подготовки отчетов и справок для руководства, проведения многоуровневых группировок, фильтрации и сортировки массивов данных базового уровня, сформированных на основе процессов планирования работ, исполнения работ, выявления и устранения дефектов, исполнения заявок на контроль, сменных заданий и рабочих программ.

Подсистема аналитического уровня должна решать следующие задачи

- обеспечивать информационную совместимость (гармонизацию) баз данных по эксплуатационному неразрушающему контролю станционного (базового) уровня, формируя единое информационное пространство по эксплуатационному неразрушающему контролю металла оборудования и трубопроводов со всех АЭС;
- проводить предварительную статистическую обработку результатов проведенного контроля со всех АЭС, анализировать полученные данные с помощью различных инструментальных средств;
- передавать данные по дефектам во внешние программы для расчета ресурса оборудования и трубопроводов;
- хранить результаты расчетов ресурса оборудования и трубопроводов для всех блоков АЭС, переданные из внешних прикладных программных систем;

- проводить анализ информации по расчету ресурса оборудования и трубопроводов в различных срезах.

Подсистема управленческого уровня должна решать следующие задачи:

- обеспечивать информационную поддержку руководства АЭС и ЦА для принятия решений по управлению сроком службы оборудования и трубопроводов на основе информации, поступающей с аналитического уровня;
- обеспечивать информационную поддержку руководства АЭС и ЦА для принятия решений по управлению эксплуатацией блоков АЭС.

Одним из самых важных, с точки зрения формирования информации, является базовый уровень.

На основе проведенного исследования на Кольской и Ростовской АЭС была разработана структура ИАС базового уровня и ее состав, которая автоматизирует все производственные процессы при выполнении работ по ЭНК металла оборудования и трубопроводов базового (станционного) уровня (рис.3).

На этом же рисунке показаны те подсистемы, которые разработаны и установлены на Ростовской АЭС в настоящий момент. Там же указаны подсистемы, внедренные к настоящему времени. Из запланированных

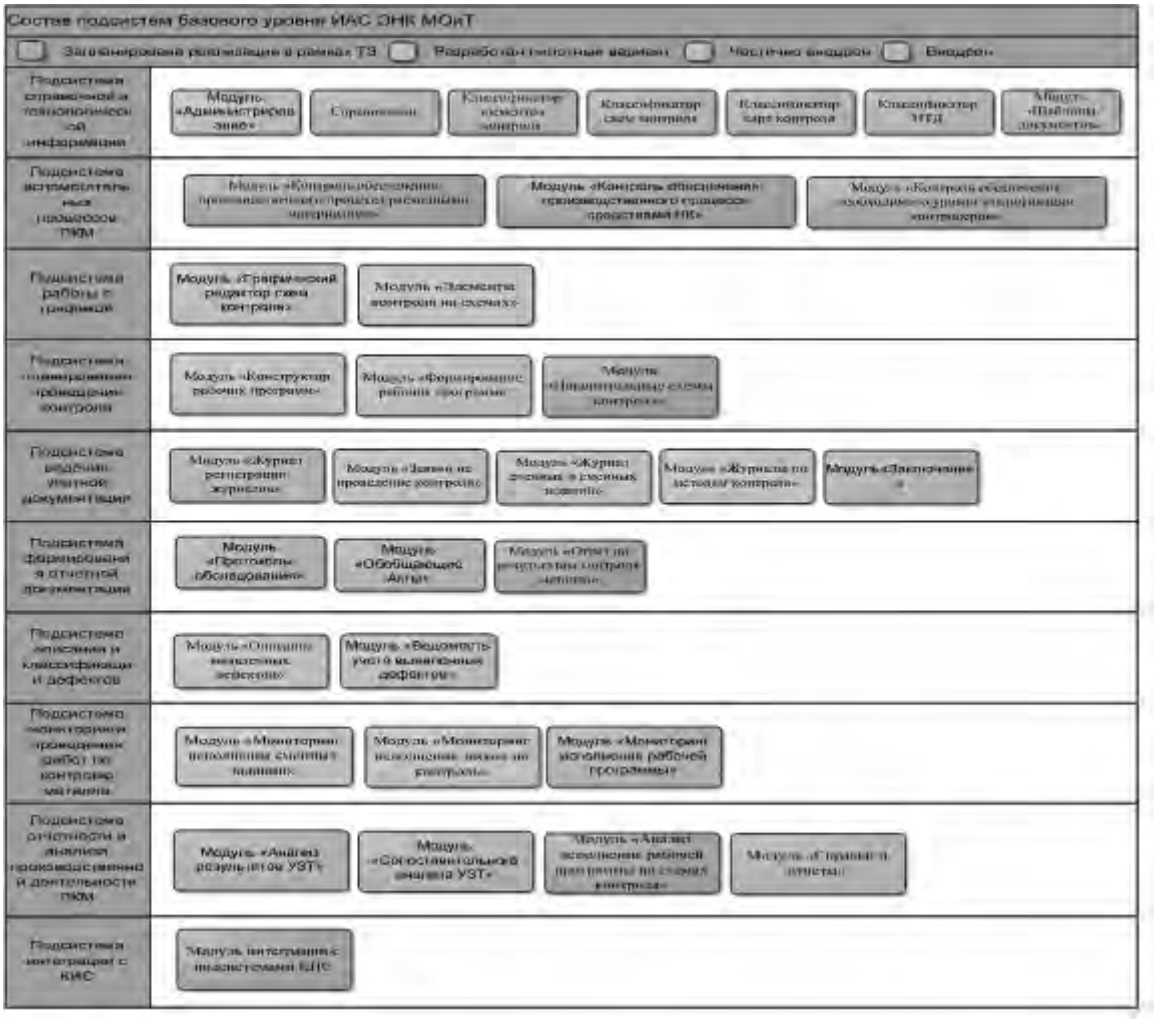


Рис. 3. Структура ИАС ЭНК МОиТ базового уровня

к разработке 33 модулей, в настоящий момент разработаны и установлены 26 модулей, из них 18 модулей прошли опытно-промышленную эксплуатацию на реальных данных и готовы к сдаче в промышленную эксплуатацию.

При проведении работ по внедрению ИАС на Ростовской АЭС были переведены в электронный вид и введены в классификатор схем контроля - 188 схем, введены в классификатор карт контроля — 1892 карты, в классификатор нормативно – справочной документации – 195 документов.

Одним из самых трудоемких этапов внедрения явилось формирование классификатора элементов контроля.

Использование уже имеющихся общих классификаторов оказалось проблематичным. Работа с такими классификаторами не удобна, поскольку наряду с основной информацией по контролю металла, пользователю необходимо работать с большими объемами дополнительной и ненужной информацией. Поэтому был разработан самостоятельный классификатор элементов контроля, направленный на решение задач только контроля металла.

Базовой единицей классификатора является элемент контроля, который должен быть обязательно привязан к оборудованию или трубопроводу. Элемент контроля, оборудование и трубопровод могут быть созданы в классификаторе только один раз, и не могут быть использованы в разных разделах классификатора. Такое построение ИАС дает возможность использовать введенные данные для автоматизированного формирования отчетных материалов в различных сочетаниях, в со-

ответствии с необходимыми требованиями, в том числе и изменяемыми.

Разработанный классификатор является уникальной разработкой и может служить основой для формирования информационной модели блока.

В классификатор элементов контроля внесено порядка 25 000 единиц оборудования и трубопроводов и порядка 65 000 элементов контроля. Общий объем классификатора составляет порядка 110 000 записей.

На основе разработанного классификатора элементов контроля для Ростовской АЭС может быть разработан универсальный классификатор для типовой структуры оборудования и трубопроводов для энергоблока РУ ВВЭР-1000, позволяющий производить совмещение эталонного оборудования и трубопроводов для разработанного универсального классификатора и конкретного оборудования и трубопроводов атомной станции. Данное решение позволит обеспечить консолидацию данных на аналитическом уровне со всех однотипных блоков АЭС, формируя тем самым единое информационное пространство.

Проведенные работы по формированию классификатора элементов контроля и других указанных выше классификаторов дали возможность вести реальный процесс на реальных данных в разработанный ИАС в период планового ремонта 2011 года. С этой целью была введена в ИАС предварительно разработанная Рабочая программа, на основе которой были введены все заключения при проведении планово-ремонтных работ 2011года.

По результатам исполнения Рабочей программы 2011 года были введены обобщающие акты в количестве 96 шт.

В рамках разработанной ИАС предложено сформировать единые формы отчетных документов, включающие заключения, акты (поузловые), а также аналитические отчеты и оперативные справки, используемые при выполнении работ по контролю металла и формируемые в автоматическом режиме.

По результатам разработки и внедрения ИАС базового уровня на Ростовской АЭС можно сделать следующие выводы:

I. Разработана и внедрена подсистема базового (станционного) уровня единой ИАС ЭНК МОиТ, обеспечивающая:

1) автоматизацию и информационную поддержку основных процессов по проводимому контролю включая:
   – процессы классификации элементов контроля;
   – процессы подготовки документов на контроль;
   – процессы оформления результатов контроля;
   – процессы формирования учетной и отчетной документации;
2) информационную поддержку процессов планирования работ по ЭНК, включая:
   – процессы разработки и работы с графическими схемами;
   – процессы формирования рабочих программ;
3) автоматизацию и информационную поддержку аналитических процессов, включая процессы подготовки отчетов и справок для руководства.

Правильность работы подсистемы базового уровня для всех модулей была проверена на реальных данных, введенных в ИАС ЭНК МОиТ, в период проведения планово - ремонтных работ в 2011 году.

II. На основе опыта по разработке и внедрению пилотного образца с РУ ВВЭР-1000 на Ростовской АЭС создана типовая конфигурация и методика внедрения подсистемы базового (станционного) уровня единой ИАС ЭНК МОиТ для типового блока РУ ВВЭР-1000.

III. В результате разработанной типовой конфигурации и методики внедрения может быть проведено тиражирование ИАС ЭНК МОиТ базового уровня на остальных АЭС с РУ ВВЭР-1000.

Для реализации целей, связанных с информационной поддержкой процессов управления сроком службы оборудования и трубопроводов, необходимо иметь вероятностные функции распределения дефектов, которые могут быть получены в результате сбора информации об обнаруженных дефектах со всех блоков АЭС в результате проводимого контроля и последующей ее обработки. Для решения этой задачи необходимо:

- консолидировать данные по дефектам со всех блоков АЭС, привести их к единой системе справочников и классификаторов;
- провести предварительную статистическую обработку полученных дефектов;
- определить вероятностные функции распределения дефектов;
- разработать регламент обмена данными и форматов файлов для обмена с внешними прикладными программными системами для расчета ресурса оборудования и трубопроводов;
- разработать архив для хранения в ИАС ЭНК МОиТ данных по результатам расчета ресурса оборудования и трубопроводов.

На рис.4 приведена схема последовательной обработки данных по расчету ресурса оборудования и трубопроводов АЭС.

В соответствии с этой схемой задачи по консолидации данных по дефектам, предварительную статистическую обработку и вычисление вероятностных функций распределения дефектов предлагается проводить в рамках ИАС ЭНК МОиТ, а непосредственная задача расчета остаточного ресурса проводится на основе внешних прогностических моделей, которые могут связываться с ИАС ЭНК МОиТ путем интеграции на основе единой интеграционной шины КИС концерна «Росэнергоатом».

Для хранения данных по результатам расчета ресурса оборудования и трубопроводов, полученные на основе моделей внешних программных систем, предлагается создать хранилище – архив данных. Доступ к этой информации - архиву данных – должен быть регламентирован, а для обмена с прикладными программными системами, реализующими выше названные модели расчета ресурса оборудования и трубопроводов, должны быть разработаны стандартизованные файлы обмена.

Результаты выполненных прогностических расчетов должны в свою очередь передаваться в ИСА ЭНК МОиТ и храниться в архиве. Эти результаты расчетов позднее, на момент истечения срока прогноза, могут сопоставляться с результатами проведенных работ по ЭНК. Такое сопоставление в зависимости от степени совпадения предсказанных и реальных результатов, полученных по ЭНК, могут служить одним из критериев достоверности расчетов и, соответственно, определять степень доверия к таким моделям в дальнейшем.

Созданный архив результатов расчета ресурса оборудования и трубопроводов служит основой для принятия решения по управлению эксплуатацией блоков АЭС.

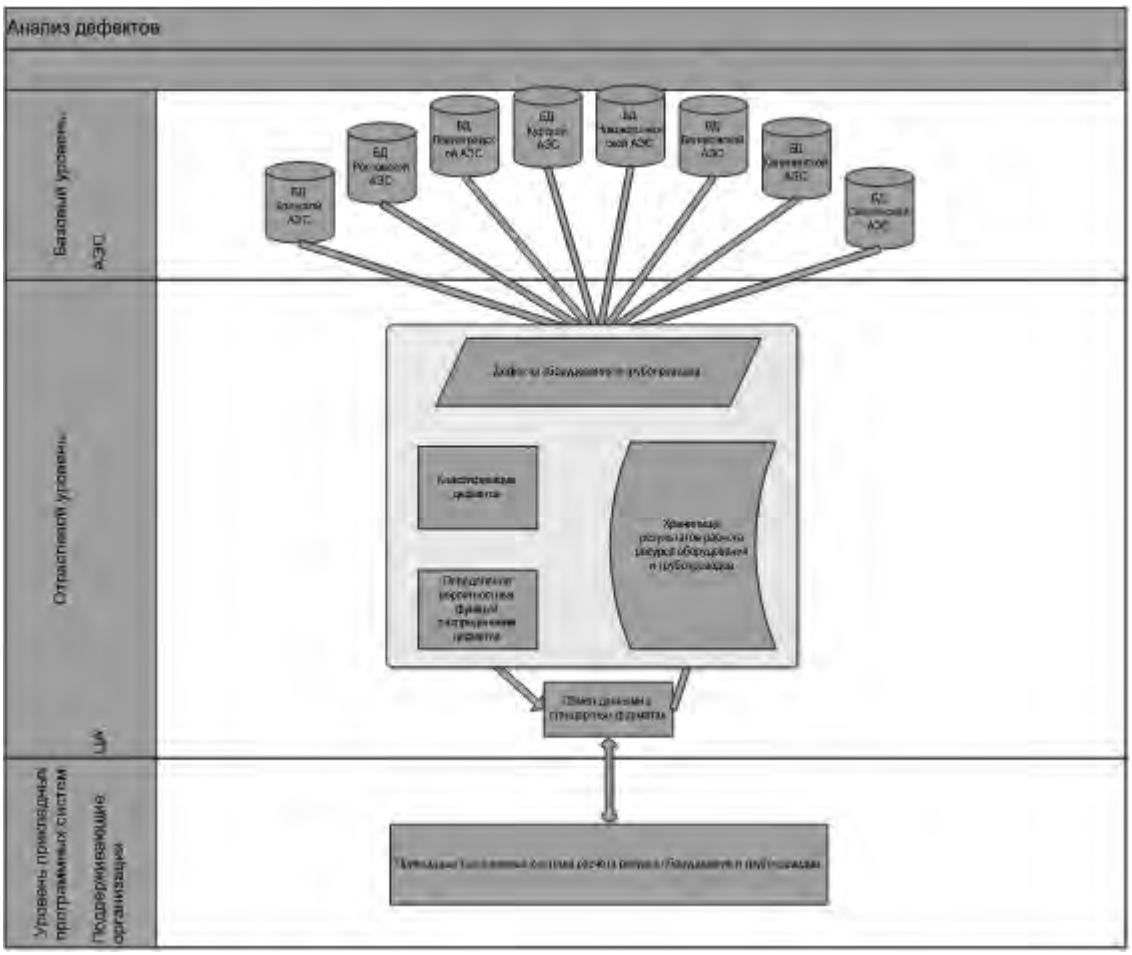


Рис. 4. Последовательность обработки данных в ИАС ЭНК МОиТ по расчету ресурса оборудования и трубопроводов АЭС

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОГРАММ ОБРАЗЦОВ-СВИДЕТЕЛЕЙ ВВЭР-1000

Ерак Д.Ю., Кочкин В.Н., Журко Д.А.

Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт», Москва

Введение

В настоящее время большое число реакторов типа ВВЭР–1000 в России приближается к концу установленного проектом срока эксплуатации. В связи с этим возникла необходимость продления срока их службы. Оценка степени изменения свойств материала корпуса реактора при эксплуатации, в соответствии с общепринятой мировой практикой, выполняется при испытании образцов-свидетелей.

Основная цель программы образцов-свидетелей состоит в обеспечении обоснования безопасной эксплуатации корпуса реактора до конца проектного срока службы и возможности его продления. Важнейшим фактором для обеспечения продления срока службы является представительность программы образцов-свидетелей.

В странах, эксплуатирующих реакторы ВВЭР-1000, разрабатываются и внедряются в практику подходы к обоснованию остаточного ресурса корпусов реакторов, основанные на использовании результатов исследования образцов-свидетелей каждого конкретного корпуса. В этом случае, необходимо обеспечить опережающее облучение образцов по отношению к стенке корпуса, а также возможность формирования однородных по облучению испытательных групп образцов одного типа.

Штатная программа образцов-свидетелей (ОС) корпусов реакторов (КР) ВВЭР-1000 состоит из шести облучаемых комплектов. Контейнерные сборки только первых трех комплектов имеют двухуровневые контейнерные сборки. Только образцы, находящиеся на нижнем этаже двухуровневой контейнерной сборки обеспечивают опережающее облучение по отношению к стенке корпуса реактора (КР). Первые три комплекта образцов-свидетелей, как правило, выгружаются и исследуются в первые 17–20 лет эксплуатации корпуса реактора. Таким образом, для сопровождения корпусов реакторов, запущенных в эксплуатацию в прошлом столетии, при продлении их срока службы требуется модернизация программ образцов-свидетелей.

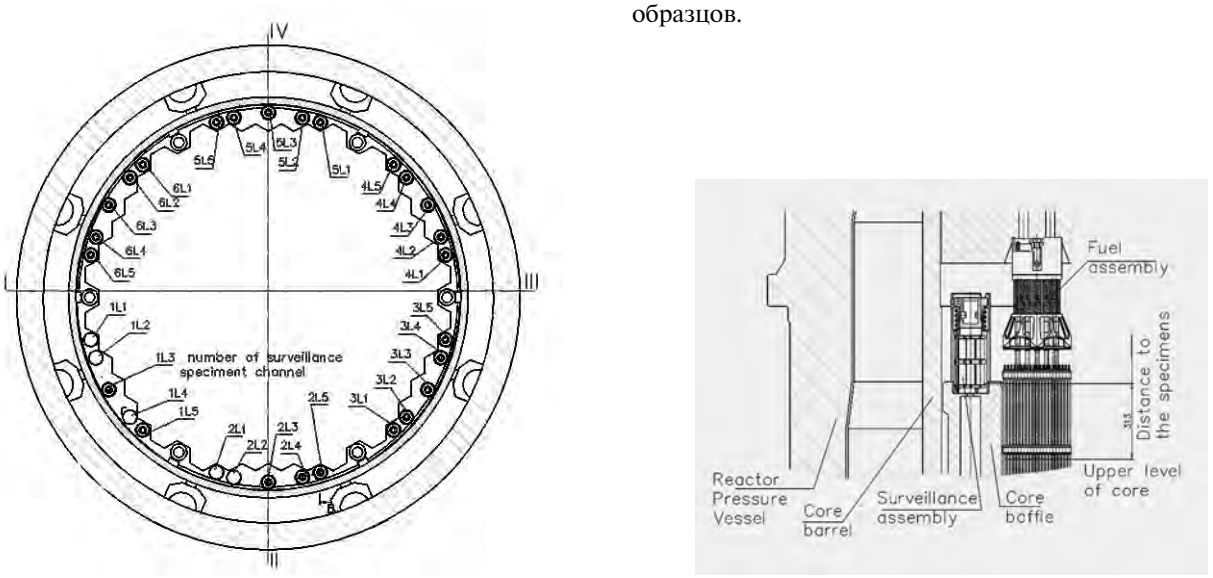
В тоже время реализуемый в настоящее время перевод российских реакторов на новый тип топлива с увеличенной высотой топливного столба может существенно сказаться на условиях облучения ОС штатных программ КР ВВЭР-1000. Штатные комплекты ОС не имеют адекватного сопровождения нейтронно-активационными детекторами, что при переходе на ТВС с увеличенной высотой топливного столба может привести к невозможности определения флюенса быстрых нейтронов на образцах за весь период облучения в т.ч. за переходные кампании. Для решения этой проблемы, а также для

получения экспериментальных данных пригодных для валидации расчетов нейтронных полей в контейнерных сборках с ОС при модернизации программы ОС необходимо дополнительно устанавливать специальные метрологические комплекты, снабженные расширенными наборами нейтронно-активационных детекторов.

В статье рассмотрены некоторые особенности реализации программ ОС для корпусов реакторов ВВЭР-1000, находящихся в эксплуатации, требования и варианты модернизации существующих комплектов ОС в целях обеспечения сопровождения эксплуатации корпусов реакторов до 60 лет и более.

Особенности штатной программы ОС ВВЭР-1000

Стандартная программа ОС ВВЭР-1000 состоит из шести облучаемых комплектов образцов. Контейнерные сборки первых трех комплектов 1L-3L имеют два этажа. Контейнерные сборки 4L-6L имеют только один этаж. В каждом контейнере находится только два образца типа Шарпи или СОД. Места расположения образцов-свидетелей и схема сборок указаны на рис. 1, 2. Одной из важных особенностей стандартной конструкции ОС является то, что ориентация неизвестна и не может быть фиксированной, она может быть определена только после измерения активности облученных образцов.



а) б)

Рис. 1. Расположение контейнерных сборок в реакторе

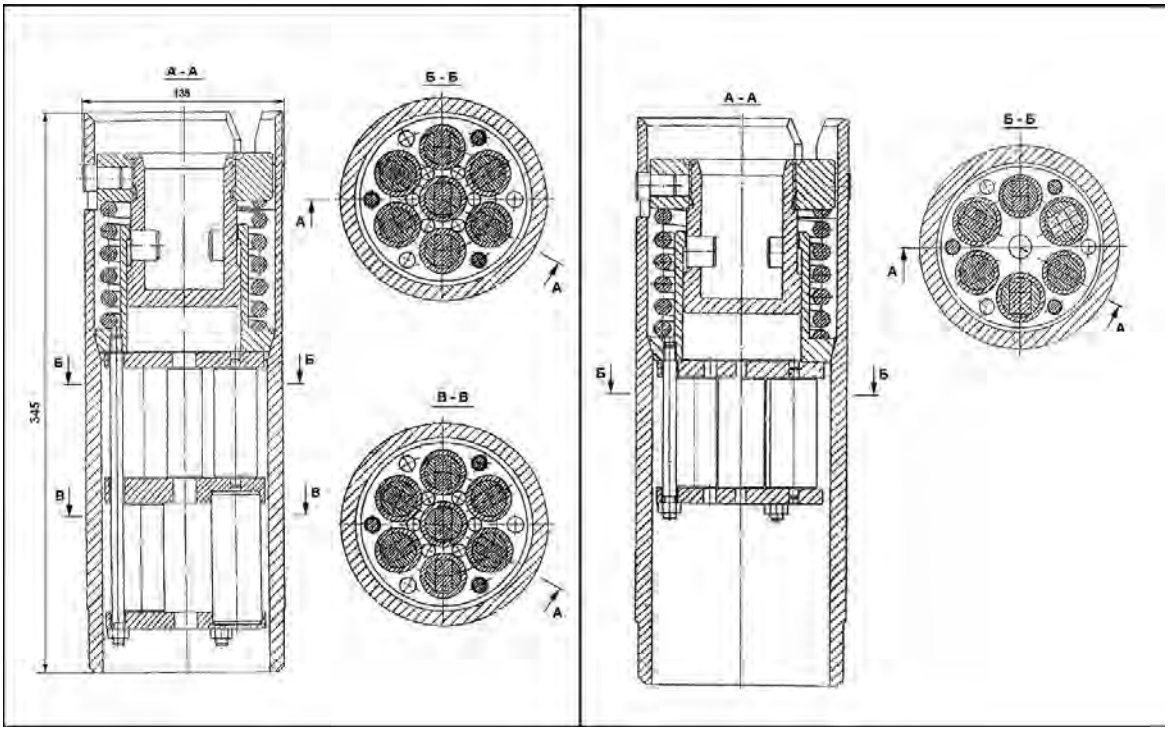


Рис. 2. Схема двухэтажной (а) и одноэтажной (б) контейнерных сборок

Такое расположение сборок приводит к неоднородному облучению образцов. Относительный усредненный флакс в местах расположения сборок показан на рис. 3. Видно, что существуют две пары симметричных позиций — сборки L1-L5 и L2-L4. Позиция L3 является наиболее удаленной от топливных кассет и, таким образом, облучается с низкой скоростью. Средний поток нейтронов отличается в два раза между позициями L1-L5 и L3.

В дополнение к значительной разнице нейтронного потока между сборками, существует большой градиент потока внутри каждой сборки. Типичное распределение потока нейтронов в двухуровневой сборке показано на рис. 4. Нейтронный поток между контейнерами отличается примерно в 2 раза, а общая разница потока в двухэтажной сборке составляет около ~ 5 раз.

Очень неоднородное облучение стандартного комплекта ОС приводит к тому, что исследование может проводиться только с использованием метода реконструкции. Однако, даже метод реконструкции не позволяет выполнять испытания образцов, облученных в одноэтажной сборке, из-за их ограниченного числа (в два раза меньше, чем в двухэтажной сборке) и высокого градиента распределения флюенса нейтронов в местах облучения образцов.

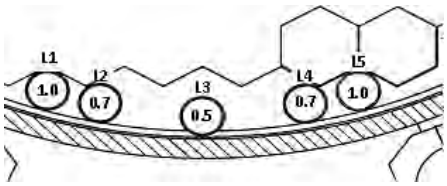
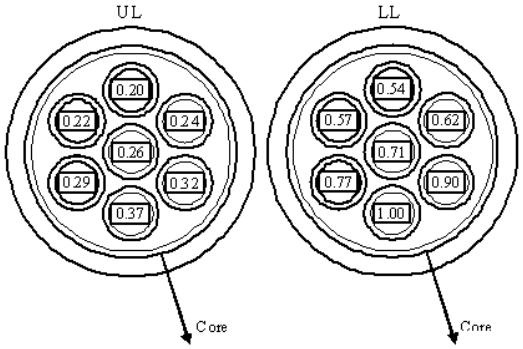


Рис. 3. Относительный усредненный флакс быстрых нейтронов в местах расположения контейнерных сборок одного облучаемого комплекта



а) б)

Рис. 4. Относительное распределение потока нейтронов (E> 0,5 МэВ) в контейнерной сборке (а) — верхний этаж (UL), (б) — нижний этаж (LL)

Коэффициент опережения для образцов-свидетелей ВВЭР-1000.

Коэффициент опережения (LF) это отношение флюенса накопленного на образце, к максимальному флюенсу, накопленному на КР за период облучения. Это очень важная величина, которая характеризует адекватность программы образцов-свидетелей. Если коэффициент опережения 1,0 или ниже, то результаты испытаний не смогут дать прогноз охрупчивания металла корпуса реактора. Такая программа не выполнит свою основную функцию.

Если коэффициент опережения будет слишком высок, испытания так же не будут соответствующими стенке корпуса реактора, так как в этом случае необходимо будет учитывать возможный эффект флакса и недоучет повреждений проходящих в материале при облучении и при рабочей температуре при длительных временах выдержки. Оптимальный коэффициент опережения находится в диапазоне от 1,3 до 3,0 и, в крайнем случае, может доходить до 5–6.

В качестве примера, типичные распределения коэффициента опережения в ОС, полученные для двухэтажных и одноэтажных сборок для различных реакторов для позиций L2&L4, показаны на рис. 5. Двухэтажные сборки облучали более 15 лет и одноэтажные - более 20 лет. Коэффициенты опережения, усредненные по сборкам в позициях L1&L5, L2&L4 и L3, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Средние значения коэффициента опережения (LF) по сборкам

Сборка	Реактор 1			Реактор 2		
	Двухэтажный комплект		Одноэтажный комплект	Двухэтажный комплект		Одноэтажный комплект
	UL	LL	UL	UL	LL	UL
L1&L5	1.36	3.62	1.20	1.22	3.38	1.34
L2&L4	0.94	2.42	0.92	0.97	2.50	0.98
L3	0.72	1.68	0.75	0.77	1.90	0.76

Как видно из таблицы 1, коэффициенты опережения в одноэтажных сборках близки к коэффициентам опережения верхних этажей двухэтажных сборок. В по-

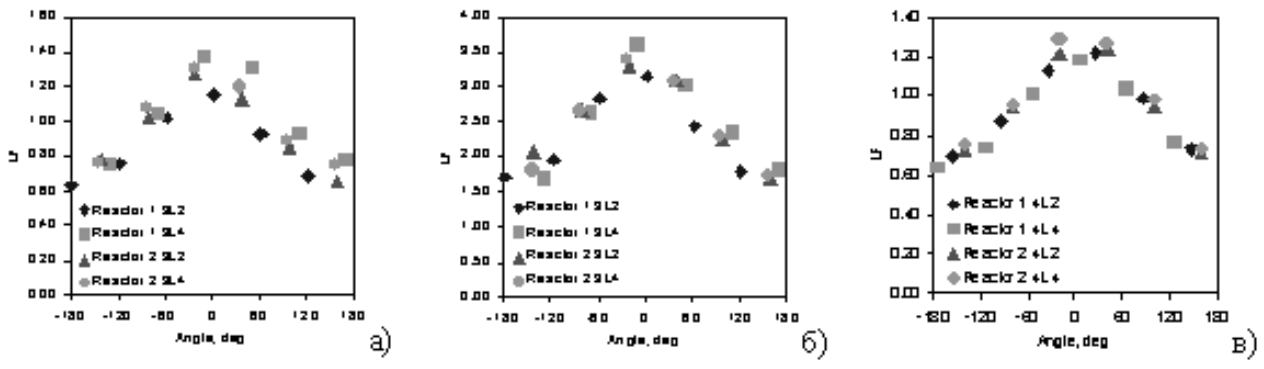


Рис. 5. Распределение коэффициента опережения (LF) по контейнерам двухэтажной контейнерной сборки ((а) – верхний этаж, (б) – нижний этаж) и одноэтажной контейнерной сборки (в), облучающихся в позициях L2&L4.

зициях L1 и L5 одноэтажных сборок средние по сборкам коэффициенты опережения немного выше 1,0. В остальных позициях образцы в среднем облучаются медленнее корпуса реактора.

Поскольку в штатных программах ОС КР ВВЭР-1000, реализованных в прошлом столетии, образцы расположены не на стенке КР, процедуры дозиметрии флюенса быстрых нейтронов (ФБН) на ОС и КР различны, и погрешности ФБН не коррелируют. Поэтому, для обеспечения достаточного прогноза радиационного охрупчивания по результатам механических испытаний ОС, коэффициент опережения должен быть выше суммарной погрешности определения флюенса на ОС и КР (~30%). Как видно из таблицы 1, образцы, облучаемые в одноэтажных сборках, не удовлетворяют этому условию.

Из данных таблицы 1 следует, что для обеспечения мониторинга свойств материала КР после выгрузки двухэтажных комплектов ОС с учетом продления срока службы реакторов ВВЭР-1000 до 60 лет и более необходимо выполнить модернизацию остальной части штатной программы ОС.

Только образцы нижнего этажа обеспечивают прогноз (по сравнению с КР). Таким образом, требуется модернизация сборок 4L-6L с перемещением образцов в позиции, обеспечивающие опережающее облучение и равномерность облучения образцов в группе для механических испытаний. Существует большой градиент потока нейтронов в зоне облучения ОС. Поэтому, для формирования новых контейнеров и сборок необходимо точно определить место каждого образца или его части в новых контейнерах.

Основные принципы модернизации программы ОС и этапы модернизации

Основными принципами формирования новых комплектов ОС и определения их сроков облучения в реакторе являются:

- модернизированная программа ОС состоит из образцов одноэтажных сборок комплектов 4L–6L, к которым могут быть добавлены образцы комплектов 1L-3L оставшиеся после испытаний;
- распределение флюенса нейтронов по образцам модернизированного комплекта на момент выгрузки должно обеспечивать формирование групп образцов для механических испытаний с разбросом флюенса нейтронов внутри группы не более ±10% от среднего значения;
- необходимо индивидуальное определение места облучения каждого образца или вставки с учетом флюенса нейтронов, накопленного на нем при первичном облучении в составе штатных комплектов ОС.

Вышеизложенные принципы позволяют сформировать новую программу ОС, которая обеспечит контроль и прогноз состояния материала КР на период его эксплуатации до конца проектного срока службы (40 лет), а так же при продлении срока службы до 60 лет и более.

За основу для разработки сборок модернизированных комплектов был взят проект стандартной контейнерной сборки. Причиной выбора этой конструкции сборки является технологичность, возможность реализации автоматической сварки цилиндрических контейнеров с активными образцами в условиях «горячих камер», а также, хорошо изученные условия облучения в этих сборках.

Первый этап модернизации состоит из анализа результатов исследований выгруженных ранее комплектов ОС и определения требуемого диапазона значений флюенса быстрых нейтронов (ФБН) необходимых для прогноза радиационного охрупчивания материалов КР. Поскольку в стандартной программе ОС материал основного металла и металла сварного шва облучаются с разными скоростями, период прогноза необходимо определять индивидуально для каждого типа материала.

Затем определяются условия облучения ОС и стенки КР, что необходимо для планирования сроков исследования и/или модернизации облучаемых комплектов ОС.

Учет введения нового типа топлива на реакторах ВВЭР-1000 при модернизации программ ОС

Введение нового типа ТВС с увеличенной высотой топливного столба приводит к изменению условий облучения как ОС, так и КР. Например, расчеты нейтронных полей, выполненные для фактических и планируемых загрузок активной зоны реактора 1-го блока Калининской АЭС показывают, что усредненное за период эксплуатации со штатными ТВС (1984–2012 г.г.) значение плотности потока нейтронов с энергией E>0,5 МэВ ($\varphi_{>0.5}$) в максимуме распределения ФБН на внутренней поверхности КР составляет ~$3{,}5\times10^{14}$ $м^{-2}с^{-1}$. В период перехода на ТВС с увеличенной высотой топливного столба и далее реализуются загрузки активной зоны с малой утечкой, что приводит к снижению максимального значения $\varphi_{>0.5}$ на КР в ~1,7 раза [1].

Расчет условий облучения ОС показывает обратную картину — с введением ТВС с увеличенной высотой топливного столба значение $\varphi_{>0.5}$ на ОС начинает увеличиваться.

В таблице 2 приведены данные, показывающие изменение $\varphi_{>0.5}$ для одноэтажных контейнерных сборок (КС) в позициях L1–L3 в период перехода на загрузку ТВС с увеличенной высотой топливного столба по отношению к $\varphi_{>0.5}$ в этих сборках при загрузке активной зоны штатными ТВС.

Таблица 2. Значения плотности потока нейтронов с энергией E>0,5 МэВ ($\varphi_{>0.5}$) в контейнерных сборках, нормированные на среднюю величину $\varphi_{>0.5}$ за время эксплуатации реактора со штатными ТВС

Подпитка активной зоны	Контейнерные сборки		
	L1	L2	L3
ТВСА+ с бланкетами	0.87	0.95	1.11
ТВСА+ с бланкетами	0.87	0.95	1.11
ТВСА+ (1-ая загрузка)	1.16	1.27	1.39
ТВСА+ (2-ая загрузка)	1.29	1.35	1.49

Очевидно, что указанные изменения условий облучения КР и ОС приводят к значительному изменению соотношения скорости облучения ОС и КР.

Как многократно отмечалось ранее [2, 3] облучаемые на выгородке штатные КС ОС ВВЭР-1000 с цилиндрическими контейнерами не имеют адекватного нейтронно-дозиметрического сопровождения необходимого для определения флюенса нейтронов на ОС после облучения. Так, наборы НАД являются малоинфор-

мативными ввиду их месторасположения в контейнерах и состава НАД. Единственными экспериментальными данными пригодными для определения флюенса нейтронов на ОС являются измерения активности ^{54}Mn в образцах. Период полураспада ^{54}Mn составляет ~312 суток, и, соответственно, результаты измерений отражают последние 2–3 кампании. В соответствии с разработанной в рамках [4] методикой определения флюенса нейтронов на ОС ВВЭР-1000 для восстановления всей истории облучения ОС используется нейтронный расчет, проводимый для каждой кампании. Этот подход корректен при не сильно различающихся загрузках активной зоны, когда соотношение расчета и эксперимента сохраняется для разных кампаний. Это условие не соблюдается для топливных кампаний реализуемых при переходе на новый тип топлива. За время переходных кампаний распределение плотности потока между контейнерными сборками существенно изменяется — если при загрузке активной зоны штатными ТВС образцы в позиции L3 облучаются в среднем на ~25% медленнее чем в L2, то в период переходных кампаний скорость облучения в позиции L3 приближается к скорости облучения в позициях L2 и L4.

В случае выгрузки штатных комплектов ОС после перехода на стационар с ТВС с увеличенной высотой топливного столба их условия облучения существенно изменяться и экспериментально получить информацию о флюенсе, накопленном за период облучения со штатной активной зоной и в период переходных кампаний, по измерениям активности ^{54}Mn будет практически невозможно. Расчетное восстановление условий облучения на ОС ВВЭР-1000 может иметь большие погрешности, поскольку валидации расчета на экспериментальных результатах по облучению ОС в переходные кампании и кампании с ТВС с увеличенной высотой топливного столба ранее не выполнялось.

Наиболее целесообразным решением данной проблемы является сценарий, согласно которому находящиеся в реакторах ВВЭР-1000 двухэтажные КС (комплекты 1L-3L) должны быть выгружены для исследований перед переходом на подпитку активной зоны ТВС с увеличенной высотой топливного столба, а одноэтажные КС (комплекты 4L-6L) остаются на дальнейшее облучение. Решением задачи определения флюенса нейтронов на одноэтажных комплектах является установка в реактор метрологических контейнерных сборок с расширенными наборами нейтронно-активационных детекторов, на период переходных кампании и в стационарной кампании с ТВС с увеличенной высотой топливного столба. Одновременно выполняется постоянный мониторинг флюенса нейтронов у внешней поверхности КР.

Результаты исследований метрологических контейнерных сборок вместе измерениями, проводимыми у внешней поверхности КР позволят:

- уточнить сроки выгрузки находящихся на облучении комплектов ОС 4L–6L;
- корректно определить флюенс нейтронов на образцах комплектов 4L–6L после их выгрузки;
- получить данные необходимые для модернизации одноэтажных комплектов ОС.

При этом, по мере увеличения срока эксплуатации реактора, среднее за время работы реактора значение $\varphi_{>0.5}$ в максимуме распределения на внутренней поверхности КР, которое используется при оценке КО облучения ОС, будет постепенно уменьшаться, а соответствующая величина в позициях ОС увеличиваться. Пример расчетно-экспериментальной оценки накопления флюенса нейтронов на КР и ОС облучаемых в одноэтажных КС реактора 1-го блока Калининской АЭС приведен на рис. 6.

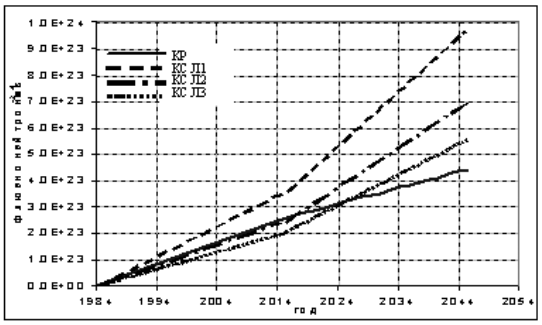


Рис. 6. Расчетно-экспериментальные оценки прогноза накопления флюенса быстрых нейтронов на КР и ОС облучаемых в одноэтажных КС реактора 1-го блока Калининской АЭС.

Следует отметить, что приведенные оценки изменения условий облучения ОС и КР являются весьма приблизительными, и имеют значительную неопределенность. Для уточнения изменения условий облучения ОС находящихся в реакторе и для обоснования принципов формирования и определения сроков облучения модернизированного комплектов необходимо выполнить экспериментальное исследование метрологических контейнерных сборок.

Таким образом, только по результатам исследования метрологических контейнерных сборок и мониторинга потока нейтронов на внешней поверхности корпуса реактора разрабатывается решение о сроках и объемах исследования и/или модернизации одноэтажных комплектов облучаемых ОС.

Определение позиций облучения и времени выгрузки модернизированных комплектов ОС

Выбор мест облучения и сроков выгрузки модернизированных комплектов должен удовлетворять следующим требованиям:

- выгрузка модернизированного комплекта должна проводиться перед окончанием срока прогноза радиационного охрупчивания, определенного по результатам выгрузки предыдущего комплекта ОС;
- флюенс быстрых нейтронов на образцах выгружаемого комплекта должен покрывать достаточный период работы реактора до выгрузки следующего комплекта ОС;
- количество и сроки облучения модернизированных комплектов должны обеспечивать мониторинг изменения свойств материала корпуса реактора не только до конца проектного срока службы, но и на период его продления до 60-ти лет.

Поэтому следующим этапом модернизации комплектов ОС является анализ существующих материалов и определение образцов или их частей, которые пригодны для использования в обновленных наборах.

Необходимо выполнить визуальный осмотр, травление и измерение геометрии образцов или их части, которые остаются после испытаний и образцов из облучаемых комплектов. Границы сварных швов в образцах и области пластической деформации на части уже испытанных образцов измеряются. На основе получен-

ных результатов оценивается пригодность образцов для изготовления вставок и последующей реконструкции.

Выбранные образцы делятся на группы в зависимости от значения накопленного флюенса быстрых нейтронов, определяемого при расширенных дозиметрических исследованиях.

Для обеспечения определенных условий облучения ОС ОАО «Ижорские заводы» был внесен ряд изменений в проект контейнерной сборки. Эти изменения обеспечивают фиксированную и заранее определенную ориентацию каждой сборки контейнеров с образцами по отношению к активной зоне. Окончательный проект каждой сборки зависит от конкретного места установки и его ориентации на активную зону реактора.

Таким образом, необходимо проводить предварительный анализ количества и целостности свободных гнезд в реакторе, и определение их ориентация на активную зону реактора. Эта задача решается с помощью стандартных систем видеоконтроля реактора и последующей обработки полученных изображений.

Необходимо принимать во внимание, что количество образцов каждого материала должно быть достаточным для обеспечения представительности групп образцов для испытаний.

Задача определения мест облучения образцов модернизированных комплектов и сроков их выгрузки взаимосвязаны и должны решаться совместно.

Скорость облучения образцов в модернизированных комплектах может задаваться в широком диапазоне благодаря значительному градиенту потока нейтронов по сборкам с ОС, а также возможности задать ориентацию сборок по отношению к центру активной зоны и расположить образцы в позициях с различными потоками нейтронов. Это позволяет обеспечить желаемые условия облучения модернизированных комплектов ОС с учетом приведенных выше факторов.

Основная цель – подобрать каждому образцу место в контейнерной сборке такое, чтобы после облучения можно было сформировать запланированное количество групп образцов для проведения механических испытаний с разбросом флюенса по образцам группы не более ±10% от среднего. Значения флюенса могут отличаться от запланированных, однако должны быть как можно более близкими к ним.

Эта задача решается с использованием коэффициентов опережения облучения контейнеров по отношению к корпусу реактора. Перебором всех возможных положений каждой вставки с учетом накопленного ранее флюенса быстрых нейтронов и коэффициента опережения для данной позиции облучения подбирается конфигурация размещения образцов в КС. Сначала формируется матрица размещений образцов M(i,j) размерностью n×m, где в каждой строке отвечающей i-той позиции облучения перечислены прогнозируемое время работы корпуса реактора при облучении в ней j-того образца. Из матрицы M необходимо получить диагональную матрицу M', оставив для каждого образца единственное место облучения, отвечающую двум условиям:

- дисперсия значений матрицы M'(i,j) минимальна,
- значение среднего значения матрицы M' максимально,

$$\overline{M'} = \max\left(\frac{\sum_i \sum_j M'(i,j)}{n}\right).$$

Решение осуществляется численно. Получаемая матрица M' определяет оптимальные положения для облучения заготовок и является решением поставленной задачи.

Расчеты проводятся для двух ориентаций контейнерной сборки, отличающихся на 30 градусов, это позволяет выбрать оптимальный вариант размещения и оценить устойчивость схемы размещения образцов к ошибке ориентирования контейнерной сборки. Как правило, получаемое решение при ошибке в ориентировании сборок по отношению к активной зоне до ±30 градусов, позволяет сформировать группы образцов для механических испытаний с разбросом по флюенсу нейтронов в допустимых пределах.

Пример временной схемы облучения двух групп образцов в составе модернизированного комплекта приведен на рис. 7.

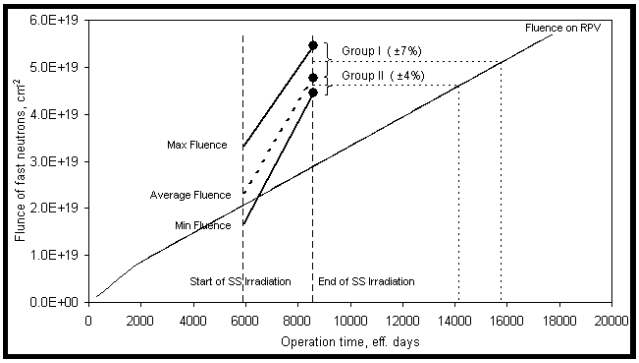


Рис. 7. Пример схемы планирования облучения двух групп образцов в модернизированном комплекте.

На основании полученных флюенсов нейтронов в каждой группе сроки выгрузки модернизированных комплектов могут быть скорректированы.

Модернизированная программа ОС требует постоянного сопровождения в процессе облучения образцов, а именно, расчетно-экспериментального уточнения скорости набора флюенса на корпусе реактора (с учетом результатов закорпусного мониторинга нейтронной нагрузки) и на ОС, сравнения с прогнозированными (заложенными в программу ОС) величинами и при необходимости коррекции сроков выгрузки модернизированных ОС.

Заключение

1. Предварительный расчетно-экспериментальный анализ условий облучения образцов-свидетелей корпусов реакторов ВВЭР-1000, запущенных в эксплуатацию в прошлом столетии, показывает, что комплекты образцов в одноэтажных облучаемых контейнерных сборках не обеспечивают представительность прогнозных значений для материалов корпусов реакторов ВВЭР-1000 по коэффициенту опережения и обеспечению формирования однородно облученных групп, даже с учетом использования методики реконструкции. Таким образом, программа образцов-свидетелей реакторов ВВЭР-1000, находящихся в эксплуатации более 15 лет, должна быть модернизирована.

2. Модернизированная программа ОС состоит и материала, облучающегося в комплектах 4L–6L, а так же из остатков ранее испытанных образцов комплектов 1L–3L. Образцы должны быть размещены в сборках с заданной и фиксированной ориентацией по отношению к активной зоне реактора, положение каждого

образца устанавливается с учетом ранее накопленного флюенса быстрых нейтронов. Такой подход обеспечивает формирование равномерно облученных групп образцов для механических испытаний.

3. В модернизированной программе ОС используется проект стандартной контейнерной сборки с рядом изменений, обеспечивающих облучение образцов в заданной ориентации.

4. Модернизация программ образцов-свидетелей корпусов реакторов ВВЭР-1000 должна выполняться с учетом перевода реакторов на эксплуатацию с новым типом ТВС в связи с возникающим при этом значимым изменением условий облучения образцов-свидетелей и корпуса реактора. Для определения этих изменений необходимо облучение специальных метрологических контейнерных сборок и мониторирование нейтронного поля у внешней поверхности корпуса реактора.

5. По результатам исследования метрологических контейнерных сборок и мониторинга потока нейтронов на внешней поверхности корпуса реактора разрабатывается решение о сроках и объемах исследования и/или модернизации одноэтажных комплектов облучаемых ОС каждого конкретного корпуса реактора.

Список литературы

1. Технические требования к проведению модернизации образцов в контейнерных сборках 4, 5, 6 облучаемых комплектов ОС 1 блока Калининской АЭС. НИЦ «Курчатовский институт», Инв. 180-14/96а, 2011г.

2. E.B. Brodkin, V.I. Vikhrov, A.L. Egorov, D.Yu. Erak, V.N. Kochkin, H. Aït Abderrahim, K. van der Meer, R. Gerard. Dosimetry of the Experimental Surveillance Assemblies of WWER-1000 Balakovo Unit1. Proceedings of the 11th International Symposium on Reactor Dosimetry "Reactor Dosimetry in the 21st Century". Brussels, August 18-23, 2002. Eds. Jan Wagemans, Hamid Ait Abderrahim, Pierre D'hondt, Charles De Raedt. World Scientific 2003, pp.258-265.

3. V. Kochkin, D. Erak and D. Makhotin. Modernization of Existing VVER-1000 Surveillance Programs. Journal of ASTM International, Vol. 9, No. 4, Paper ID JAI104139

4. Положение по контролю механических свойств металла эксплуатирующихся корпусов реакторов типа ВВЭР-1000 по результатам испытаний образцов-свидетелей, 1.3.2.01.0061-2009, ОАО «Концерн Росэнергоатом».

БЕЗОБРАЗЦОВАЯ АПРИОРНАЯ ОЦЕНКА СРАВНИТЕЛЬНОЙ ДОСТОВЕРНОСТИ МЕТОДИК УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ

Щербинский В.Г.

НПО ЦНИИТМАШ, Москва

Аннотация

Предложен тест для валидации методик ультразвукового контроля исключающий «человеческий фактор» обычно присутствующий в процессе обнаружения оператором искусственных несплошностей в испытательных образцах, результаты которого и являются критерием оценки методики (технологии) контроля.

Тест основан на существующей в литературе базе данных и результатах исследований выполненных в ЦНИИТМАШ.

Тест позволяет получать формализованную оценку достоверности методики с числовым выражением ошибок 1ro и 2ro родов.

Ключевые слова: ультразвуковой контроль, сварные швы, вероятностная оценка, достоверность, ошибки 1ro и 2ro родов.

Достоверность результатов выполненного контроля зависит от многих субъективных и объективных факторов.

Поэтому **необходимо различать — достоверность собственно методики и достоверность результатов контроля,** выполненного по этой методике.

Достоверность методики (технологии) определяется правильным выбором параметров контроля и аппаратуры, схемы и траектории сканирования для данной конструкции ОК и учитывающим статистику дефектов по морфологическому типу, расположению и т.п. При этом человеческий фактор, т.е. надежность системы «дефектоскоп-оператор» принимается за единицу.

Достоверность результатов контроля определяется достоверностью самой методики ультразвукового контроля (МУК), на которую накладываются субъективные факторы, включая надежность системы «дефектоскоп-оператор», которая меньше единицы.

Органы Госстандарта РФ предписывают все методики неразрушающего контроля аттестовывать, чтобы оценивать достоверность его результатов. Обычно достоверность методики и правильность заложенных в нее параметров обосновывается **по результатам представительных экспериментов** на образцах с реальными и реалистичными дефектами. Поэтому задача разработки простых, дешевых и безобразцовых средств и алгоритмов для валидации самих методик контроля является весьма актуальной.

При невозможности проведения окончательной оценки **достоверность контроля сварных конструкций можно рассматриваеть с позиций минимизации ошибок при разделении дефектов сварки, имеющих определенное распределение вероятностей (статистику), на годные и негодные при сравнении с наперед заданной нормой допустимых несплошностей (браковочный уровень).**

Ультразвуковой ручной контроль – двухэтапный. На первом этапе в режиме поиска стоит задача обнаружения (выявления) несплошностей, на втором производится оценка его размеров и степени соответствия нормам качества. Это его принципиальное отличие от автоматизированного – одноэтапного контроля обусловливающего учет не только вероятности обнаружения, но и погрешности в оценке величины .

Одной из наиболее информативных при оценке достоверности с использованием образцов нам представляется изложенная здесь модель В.Н. Волченко — Н.П. Алешина — В.Г. Лупачева. Она учитывает все факторы, влияющие на оценку МУК при 2-х этапном ручном контроле и статистику дефектности. Эта модель базируется на получении экспериментально и их синтезирования 3-х функций: функции выявляемости $F_{\Sigma}(x)$ несплошности с характеристическим размером x (POD-кривая); функции распределения плотности вероятности несплошностей по x – $f_p(x)$; точностной функции $f_б(x)$.

Функция выявляемости $F_{\Sigma}(x)$ является интегральной вероятностью обнаружения данным методом и средствами при заданной чувствительности контроля несплошностей с характеристическим линейным размером x_i или площадью S_i, сигнал от которых A_i превышает пороговое значение уровня регистрации $\grave{A}_i$ ($A_i \geq A_o$) и не связана ни со статистикой дефектов, ни с условиями эксплуатации сварной конструкции (рис.1).

Характерная функция выявляемости приведена на рис. 2.

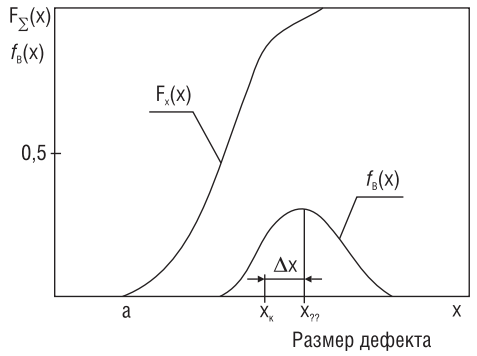


Рис. 1. Абсолютные характеристики неразрушающего контроля: $F_\Sigma(x)$ – функция выявляемости дефектов – а); $f_в(x)$ – функция точности оценки размеров дефектов – б); $x_н$ – действительный размер контролируемого дефекта; $x_{ок}$ – математическое ожидание оценок размеров дефектов $x_о$ по результатам контроля; Δ x – систематическая погрешность контроля.

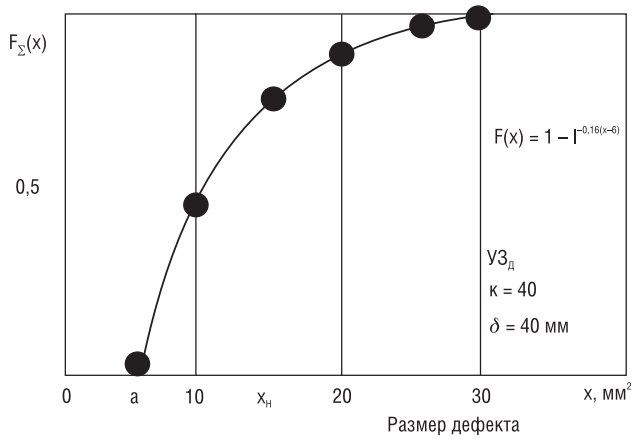


Рис. 2. Типичная функция выявляемости дефектов $F_\Sigma(x)$ шлаковых включений в швах толщиной – 40 мм.

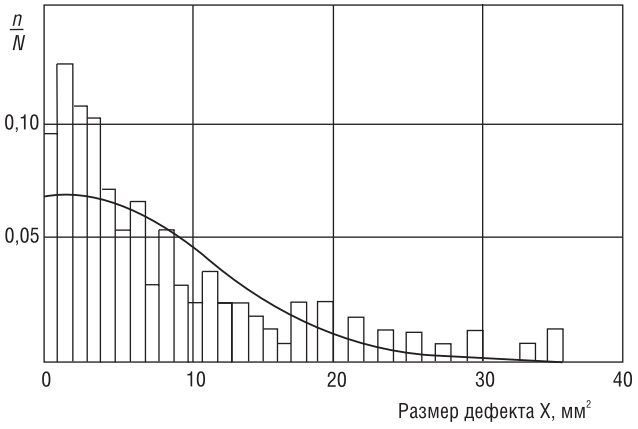
Из-за наличия отсечки и введенного порогового уровня чувствительности — «*a*» — функция $F_\Sigma(x)$, как правило, несимметрична. Критерием правильности оценки величины дефекта является «точность» контроля $f_Â(x)$. Обе эти функции зависят от: качества акустического контакта; относительной шероховатости и волнистости берегов трещин; плотности вероятности распределения трещин по углу отклонения от нормали к поверхности изделия; прецессии угла ввода из-за наклона ПЭП на неровностях поверхности и др.

Учитывая множество влияющих факторов функция $f_Â(x)$ описывается кривой нормального распределения, показывающей зависимость между вероятностью отклонения результатов оценки размера от заданного НТД значения (рис. 1). Дисперсия этой функции $\sigma(x_i)$ является суммой дисперсий $\sigma_i^2(x_i)$ различных факторов, определяющих ошибки измерений.

Дефектность сварных швов описывается функцией $f_p(x)$, т.е. плотностью вероятности появления несплошностей конкретного размера и типа. Например, для шлаковых включений в односторонних швах толщиной 10–28 мм функция $f_p(x)$ хорошо аппроксимируется законом Вейбулла-Гнеденко (рис. 3).

Произведение функций $f_д(x)$ и $F_\Sigma(x)$ показывает распределение вероятностей дефектов, которые выявляются по данной технологии и представляются к количественной оценке (рис.4).

Интеграл от функции распределения (площадь под кривой) выявленных несплошностей равен вероятности выявления в шве несплошностей всех размеров эхо-сигнал от которых $\grave{A}_i > a$, и численно составляет величину «И», меньшую, чем единица, и названную «информативностью» контроля.



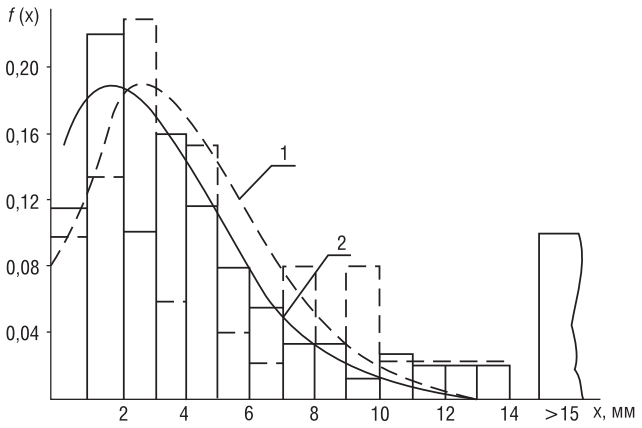


Рис. 3. Гистограмма и плотность вероятности распределения шлаковых включений в односторонних швах толщиной 40 мм – а) и непроваров и трещин площадью Δ S, мм² – б).

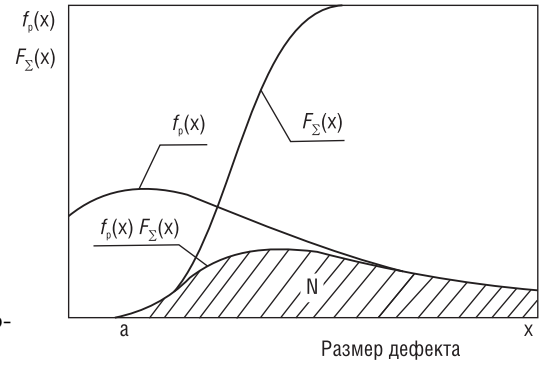


Рис. 4. Формирование критерия достоверности И (информативность контроля).

$$И = \int_a^{\infty} f_p(x) F_{\Sigma}(x) dx \le 1.$$

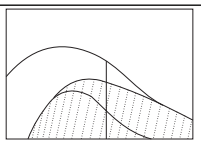
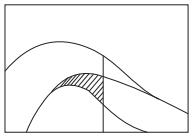
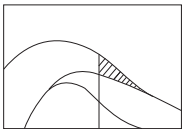
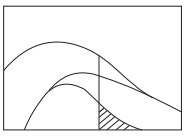
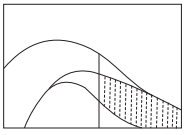
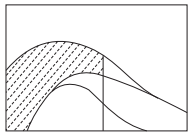
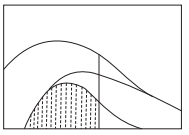
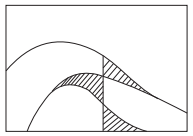
В качестве нижнего предела интегрирования берется уровень чувствительности дефектоскопа в режиме фиксации — a ($S_к$), который может быть выражен через амплитуду эхо-сигнала А; или величину размерного параметра несплошности — Х, мм; или — S, мм^2.

Совместное рассмотрение функции точности контроля $f_Д(x)$ и функции И позволяет, количественно оценить величину ошибок при определении размеров дефекта. Вероятность того, что размер дефекта будет занижен или равен контрольному нормативу — $x_н$ определяется функцией L(x) выраженной через интеграл от дифференциальной функции точности $f_Д(x)$, в которой аргументом является фактический размер дефекта x, а дисперсия $\sigma_{\Sigma}(x_н)$.

$$L(x) = 1 - F_Б(x) = 1 - \int_{-\infty}^{x} f_Б(x) dx$$

На рис. 5 и в таблице 1 показана геометрическая иллюстрация формирования критериев достоверности НК.

Таблица 1. Критерии достоверности неразрушающего конторля

Обозначение	Критерии	Иллюстрация
1	2	3
И	Информативность контроля — доля дефектов, выявленных контролем от всех дефектов в соединении $И = \int_a^{\infty} f_p(x) F_{\Sigma}(x) dx \le 1$	
$x_а$	Вероятность перебраковки — доля дефектов, имеющих размер меньше, а оценку размера больше $x_н$ $x_a = \int_a^{x_н} f_{оп}(x) dx - \int_a^{x_н} f_{об}(x) dx$	
$\Delta x_β$	Вероятность невыявления недопустимых дефектов — доля дефектов, невыявленных контролем и имеющих размер больше $x_н$ $\Delta x_β = \int_{x_н}^{\infty} f_p(x) dx - \int_{x_н}^{\infty} f_{оп}(x) dx$	
$x_{βБ}$	Вероятность недобраковки — доля дефектов, имеющих размер больше, а оценку размера меньше $x_н$ $x_{βБ} = \int_{x_н}^{\infty} f_{об}(x) dx$	
$P_н$	Вероятность браковки — доля дефектов, имеющих и размер, и оценку размера больше $x_н$ $P_н = \int_{x_н}^{\infty} f_{оп}(x) dx - \int_{x_н}^{\infty} f_{об}(x) dx$	
$P_г$	Вероятность невыявления допустимых дефектов, имеющих размер меньше $x_н$ $P_r = \int_a^{x_н} f_p(x) dx - \int_a^{x_н} f_{оп}(x) dx$	
$\Delta P_г$	Вероятность приемки — доля дефектов, имеющих и размер, и оценку размеров меньше $x_н$ $P_r = \int_a^{x_н} f_{об}(x) dx$	
Д Σ	Показатель объективности — доля дефектов, правильно отнесенных к допустимым и недопустимым при контроле, и доля дефектов, невыявленных при контроле и имеющих размер меньше $x_н$ $Д_{\Sigma} = \Delta P_r + P_H + P_r$, т.к. $x_a + x_{βБ} + \Delta x_β = x_{\Sigma}$, то $Д_{\Sigma} = 1 - x_{\Sigma}$	

Числовое выражение каждого критерия может быть вычислено с помощью интегралов от функций, или путем подсчета клеток при изображении (построении) графиков на масштабно-координатной бумаге.

Общая доля дефектов, правильно классифицированных относительно $x_н$, является основным показателем достоверности (объективности) метода и обозначается $Д_{\Sigma}$.

Для получения исходных данных для валидации методик УЗК по изложенной модели должен быть выполнен большой объем экспериментальных исследований, включая: изготовление образцов с реальными и реалистичными дефектами; проведение УЗ контроля несколькими типами ПЭП с различных сторон шва на различном уровне чувствительности, включая максимально высокий; радиографирование или послойное

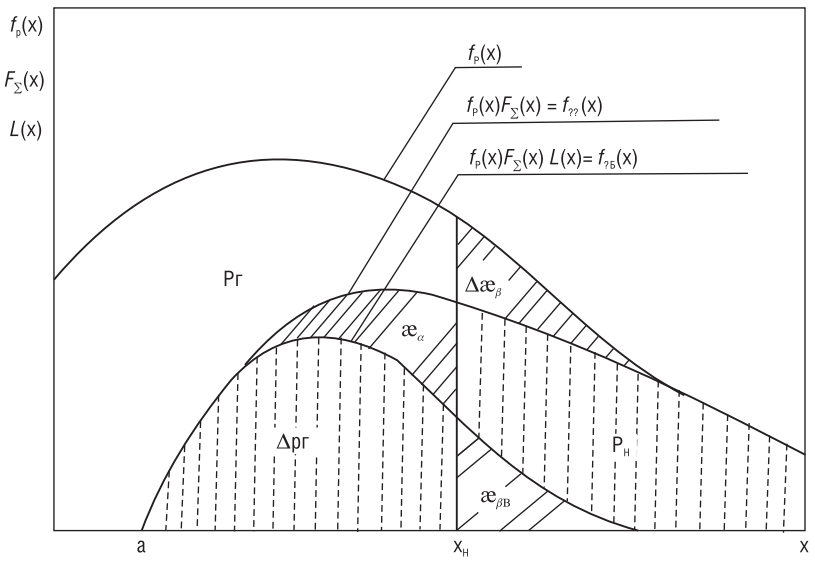


Рис. 5. Полная гафическая модель оценки достоверности.

вскрытие дефектных зон; установление корреляционных зависимостей между результатами неразрушающего контроля и данными вскрытия; и т.п.

Указанная работа весьма трудоемка, дорога и длительна.

В настоящее время накоплен богатый фактический материал результатов исследований (база данных), в том числе и полученных в ЦНИИТМАШ. На этой основе, с использованием изложенного выше алгоритма, предлагается тест для априорного сравнения методик ультразвукового контроля (МУК) по единым критериям и выбора оптимальной только аналитическим путем без проведения экспериментов.

Логично полагать, что основным критерием оптимальности выбранных параметров Методики ультразвукового контроля является вероятность правильного обнаружения и измерения величины наиболее потенциально опасных плоскостных дефектов (трещин, непроваров), произвольно расположенных в сечении сварного шва (но не вблизи поверхности).

Соответственно в **упрощенном (однопараметровом) изложенном здесь варианте теста** принимаются следующие допущения:

1. Рассматриваются отраженные сигналы только от берегов одиночных компактных трещин, расположенных в сечении не ближе 5 мм от поверхности.

2. Рассматривается акустический тракт совмещенного наклонного ПЭП при работе в режиме ВРЧ или DAC.

3. Оценка производится только по одному параметру — амплитуде сигнала А, дБ, без измерения условных размеров дефекта и вида траектории сканирования.

По существу, предлагаемый тест является консервативным. Т.е. он дает минимальную оценку параметров достоверности, что и является основным критерием.

Уровень чувствительности дефектоскопа и нормы оценки качества (разбраковки) в действующей НТД задаются через площадь плоскодонного отражателя (или нормативное значение амплитуды эхо-сигнала от него). Поэтому в тесте все функции: выявляемости $F_\Sigma(x)$, плотности вероятности распределения несплошностей по размеру $f_p(x)$ и точности $f_Б(x)$ должны быть выражены также через эквивалентную площадь — $S_э$, мм^2 или через амплитуду эхо-сигнала. Это является принципиальным моментом, поскольку линейные размеры дефекта не учитываются, а измеряется только амплитуда сигнала А, дБ.

При таком подходе характер (крутизна) функции выявляемости $F_\Sigma(S_y) \equiv F_\Sigma(A)$ целиком определяется качеством акустического контакта и характеризует интегральную вероятность регистрации несплошности по одному эхо-сигналу с амплитудой $A > A_{min}$ Здесь $A_{min} = a$ – амплитуда минимального порогового уровня, например поискового или фиксации (контрольного).

Статистическая вероятность регистрации одиночного сигнала при сканировании ПЭП по поверхности ОК количественно оценивается ранее предложенным в ЦНИИТМАШ инструментально измеряемым коэффициентом динамического акустического контакта

$$K_Д = n/N = P(A) = F_\Sigma(A) \equiv F_\Sigma(S_э),$$

где N и n – соответственно число посланных и принятых, например, донных импульсов на заданном пороговом уровне за один отрезок времени.

Для упрощения изложения модели теста функцию $F_\Sigma(A)$будем определять по одному сигналу $A_i \geq a$.

Для призмы из оргстекла, эта функция хорошо аппроксимируется выражением вида

$$F_\Sigma(S_э) = 1 - \exp\lfloor -(0{,}0015S^2_э + 0{,}015S_э + 0{,}15)\rfloor \text{ мм}^2.$$

При расчете трещина представляется в виде вертикального плоского отражателя с шероховатой поверхностью площадью S, мм^2, эквивалентная площадь которого (по классическому определению этого термина) составляет $S_э$, мм^2. (Рис. 6).

Очевидно, что из-за различного ракурса озвучивания (угла встречи) и рассеяния волн на шероховатой поверхности $S_э > S_{эт}$ или $S_э = S_{эт} \times M$, мм^2, где $S_{эт}$, мм^2 – площадь эталонного отражателя, а коэффициент $M = \varphi(K_1; K_2; K_3; K_4)$. В общем случае коэффициент М зависит от: отражающей способности шероховатой поверхности берегов трещины (коэффициент K_1); наличия углового эффекта при близости трещины к поверхности ОК (K_2); рассеяния поля на внутренней поверхности трубы при сканировании отраженным лучом (K_3); величиной акустического импеданса продуктов коррозии, заполняющих трещину (K_4).

На основании принятых допущений в данном иллюстративном примере будем полагать $K_2=K_3=K_4=1$. Из-за отсутствия в литературе данных об отражатель-

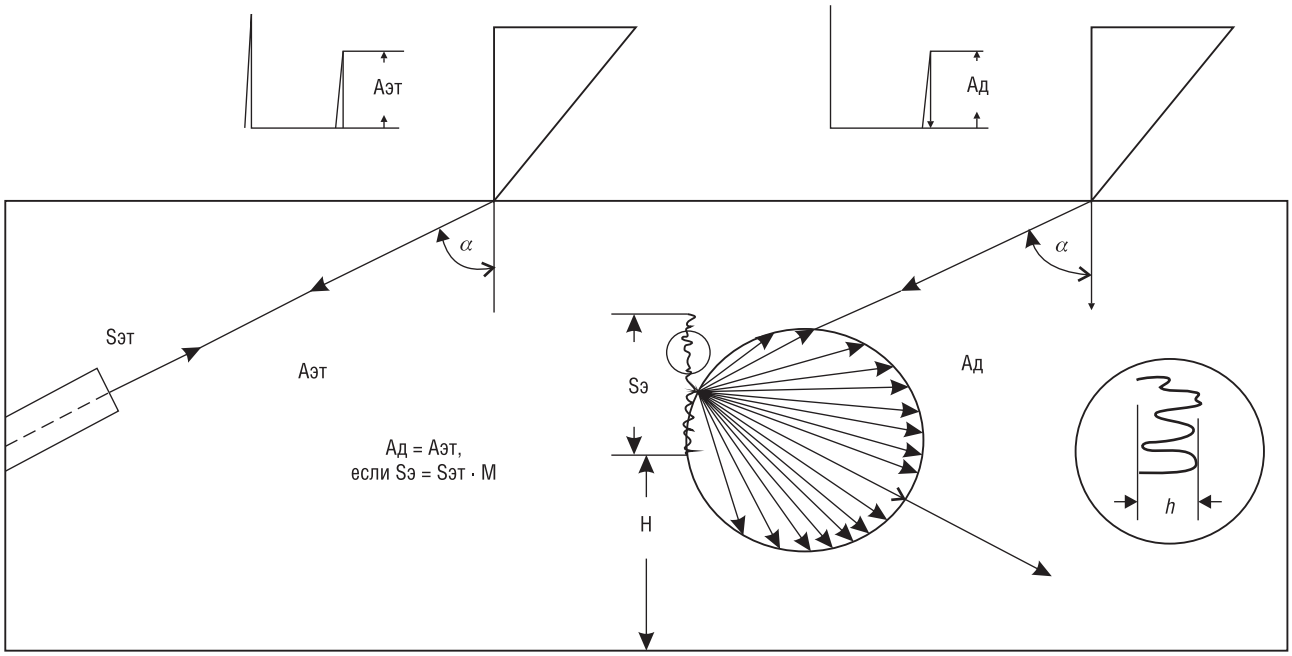


Рис. 6. Схема определения эквивалентной площади трещины – $S_э$, мм^2.

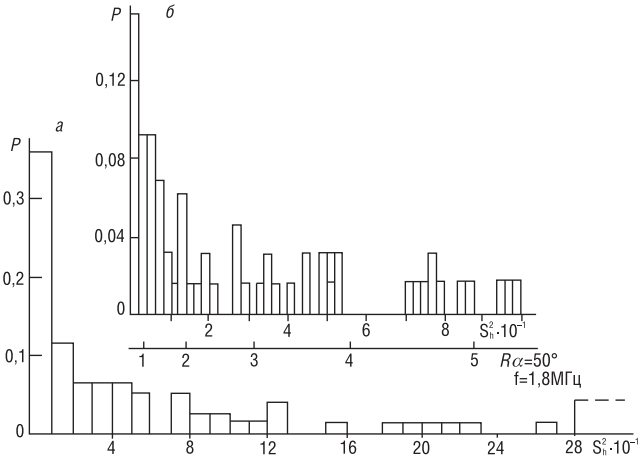


Рис. 7. Гистограммы распределения частоты трещин по дисперсии шероховатости берегов (s_h^2, мм) и параметру Рэлея P_R для выборки n = 160 шт – а); для n = 136 шт. – б).

ных характеристиках реальных трещин с шероховатой поверхностью нами был проведен цикл специальных исследований.

Оценивая по макрофотографиям 160 трещин профиль неровностей на трещинах с планарной статистически изотропной поверхностью по параметру Рэлея $P_R = 2k \cdot s_h \cdot \sin\alpha$, где s_h – оценка среднеквадратичного отклонения (СКО) неровностей берегов трещин, а α — угол ввода наклонного ПЭП, установлено, что этот параметр находится в диапазоне 0,4÷2,8. Причем для поперечных, усталостных и горячих трещин этот параметр не превышает 1,0–1,2 (рис. 7)

Поэтому будем полагать, что критерием достоверности является обнаружение трещин с оценкой СКО шероховатости берегов трещин равным s_h = 0,1÷0,2 мм (P_R=0,8–1,5 при обычных параметрах контроля).

Коэффициент K_1 был установлен на основании результатов измерения амплитд эхо-сигналов от поверхностей излома крупногабаритных образцов для мехиспытаний, и их корреляции со статистическими моментами неровностей профиля близких по тем же параметрам к реальным трещинам.

Эксперименты проводились ПЭП с углами ввода α - 35, 39, 45, 51, 60, 65° на частотах 1,8; 2,0; 2,5; 3,3; 4,0; 4,3; 5,0 и 6,0 МГц.

Как уже было сказано, функция точности $f_Б(x)$ выражается через интеграл ошибок при измерении амплитуды А дБ и определяется суммарной дисперсией. $\sigma^2_Σ(S_{эт})$. Она слагается за счет ошибок из-за варьирования: качества контакта $\sigma^2_к(S_{эт})$, ориентации плоскостного дефекта относительно нормали к поверхности $\sigma^2_φ(S_к)$, среднего наклона неровностей (шероховатости) отражающей поверхности дефекта $\sigma^2_ш(S_к)$, погрешности настройки чувствительности по эталонному отражателю $\sigma^2_н(S_{эт})$, прецессии угла ввода ПЭП на волнистой поверхности ОК $\sigma^2_п(S_{эт})$. Поскольку все эти причины независимы, суммарная дисперсия

$$\sigma^2_Σ(S_э) = \sigma^2_к(S_{эт}) + \sigma^2_φ(S_к) + \sigma^2_ш(S_к) + \sigma^2_н(S_{эт}) + \sigma^2_п(S_{эт}), \text{ мм}^4$$

Дисперсии $\sigma^2_к(S_{эт})$, $\sigma^2_н(S_{эт})$, $\sigma^2_п(S_{эт})$, целесообразно выразить в виде доли от площади нормативного отражателя $S_{эт}(S_Н)$ задаваемого уровнем, определяющим оценку годен – не годен (брак), а дисперсии $\sigma^2_ш(S_к)$, $\sigma^2_φ(S_к)$ в виде доли от площади контрольного отражателя $S_к = 0,5\ S_{эт}$, при котором производится фиксация дефекта.

Из результатов ранее выполненных исследований следует, что суммарная дисперсия функции точности будет

$$\sigma^2_Σ(S_э) = 0,4 + 1,21 + 1,0 + 2,25 + 0,054 = 4,9 \text{ мм}^4,$$

$$\text{а СКО } \sigma_Σ(S_э) = 2,2 \text{ мм}^2$$

Это позволяет определить функцию ошибок $F_{ош}(x)$ которая выражается через интеграл Лапласа с дисперсией $\sigma^2_Σ(S_{эт})$.

Результаты вычисления композиции интегральных функций $f_р(x)$, $F_Σ(x)$ и L(x), приведенные в табл. 2, с учетом заданного нормативного уровня $S_{эт}=S_н$ позволяет оценить величину информативности И; ошибок первого и второго родов $\chi_α$, $\chi_β$ и уровней правильной оценки $P_н$, $P_д$, $\Delta P_г$.

В качестве примера в табл. 2 и на рис. 8 приведены значения параметров достоверности, полученные для трещин с σ_h = 0,2 мм и экспоненциальной функции $f_p(x)$, приведенной на рис. 3*б* при контроле одним ПЭП f = 2,5 МГц с углами ввода α = 39, 51 и 65°, тандем с углом α = 39° с частотой f = 2,5 МГц и ПЭП с углом α = 65° и f = 5,0 МГц. В последнем случае для простоты использовали то же $\sigma_\Sigma(S_э)$ мм, что и на 2,5 МГц. В колонке со звездочкой – $S_к$ = 2,5 мм².

Нормировка параметров проводилась относительно всей выборки. Граница уровня шумов показана условно без привязки к $S_{эт}$ и затуханию металле.

Таблица. 2. Сравнительная оценка достоверности обнаружения реальных трещин и шлаков

Параметр	Один ПЭП					Тандем f = 2,5 МГц 39°	Один ПЭП	
	2,5 МГц				5,0 МГц		шлаки	
	39°	51°	65°	*65°	65°			
И	0,162	0,251	0,372	0,442	0,562	0,458	0,4	0,141
$\chi_а$	0,013	0,013	0,017	0,025	0,011	0,005	0,020	0,008
$\chi_{\beta Б}$	0,012	0,015	0,016	0,018	0,011	0,005	0,020	0,011
$D_{\chi\beta}$	0,018	0,015	0,039	0,025	0,056	0,027	0,026	0,042
$P_н$	0,070	0,148	0,259	0,272	0,505	0,242	0,187	0,097
$D\chi_\beta + \chi_{\beta Б}/И$	0,185	0,119	0,145	0,091	0,119	0,069	–	–
$\chi_а + D_{\chi\beta} + \chi_{\beta Б}$ / И	0,265	0,171	0,193	0,153	0,138	0,08	–	–

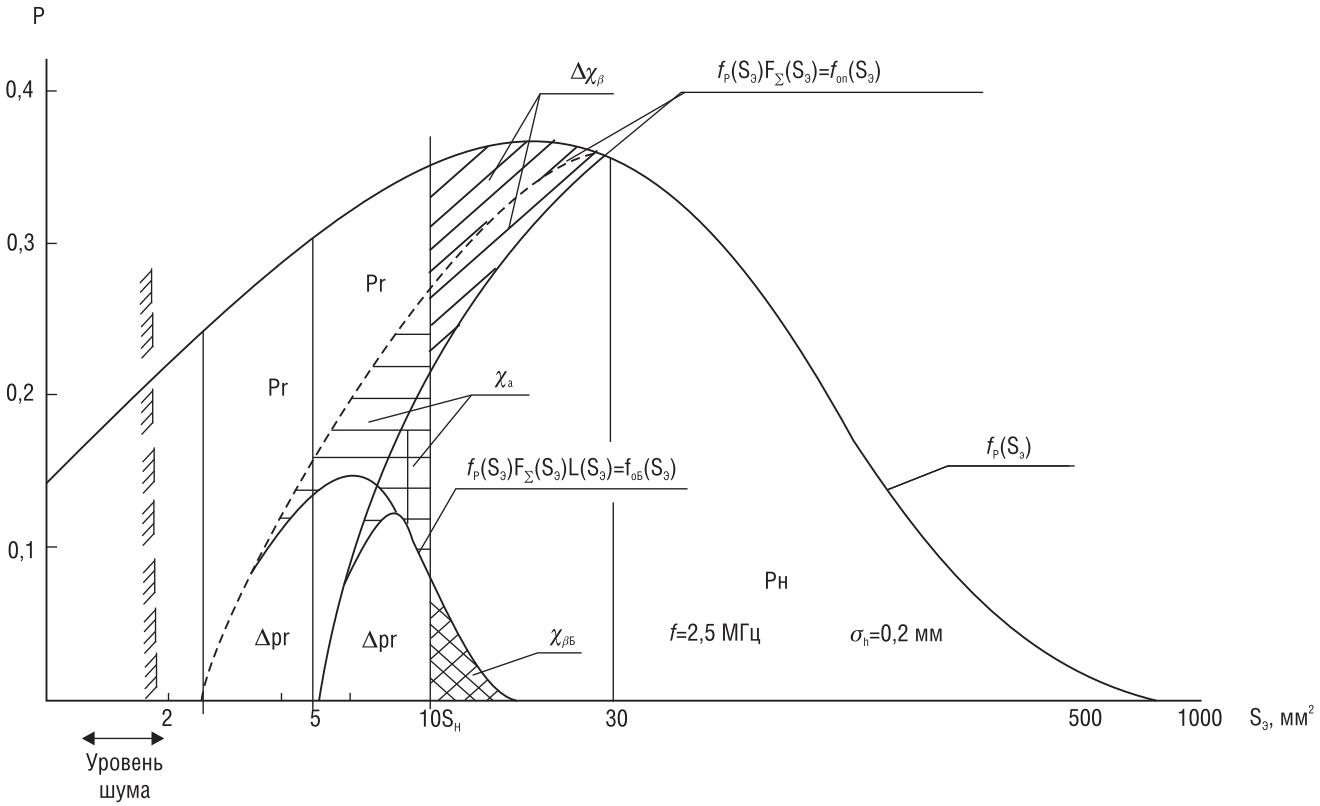


Рис. 8. Графическая модель достоверности обнаружения и оценки трещин при контроле ПЭП с α=51° и центральной частотой f = 2,5 МГц и σ_h = 0,2 мм при настройке в контрольном режиме при $S_к$ = 5 мм² .и при настройке в режиме поиска $S_п$ =2,5 мм².

В таблице 2 не приведены значения параметров $P_г$ и $\Delta P_г$, поскольку они мало значимы.

Для сравнения приведены данные для шлаков, полученные В.Г. Лупачевым на швах прозвученных, просвеченных и послойно вскрытых толщиной 17 мм (5,0 МГц, α = 53°) и 40 мм (2,5 МГц, α = 50°) общей длиной 9,0 метров которые в целом согласуются с расчетами по нашей модели.

На рис. 9 показана графическая модель оценки достоверности обнаружения трещин размером до 6мм (ПЭП с α=51° и f=2,5Мгц).

Анализ приведенных графиков и данных в табл. 2 подтверждает в частности, что с увеличением частоты, угла ввода и использования эхо-зеркального метода (тандем) достоверность МУК увеличивается. Наихудшая выявляемость трещин наблюдается при использовании ПЭП с α = 39°.

Отображаемая при тестировании (аттестации) методик контроля информация более наглядна чем при использовании POD-кривых. На рисунке 11, по данным опубликованным в журнале INSIGHT, по нашему алгоритму построена модель достоверности. Она позволяет оценить величину ошибок первого и второго рода.

Если за критерий разрешения принять отношение критериев достоверности при углах ввода 39 и 65° и σ_h = 0,1÷0,2, то не ранжируя по статистическим весам, в нашем примере наиболее информативны: (коэффициент усиления); частота колебаний; $\Sigma b(\chi\beta + \Delta\chi\beta)$; отношение $\Sigma\beta(\chi\beta Б + \Delta\chi\beta)$; отношение $\Sigma\beta(\chi\beta Б + \Delta\chi\beta)$ / ΔИ; объем выборки; отношение $\chi\alpha$/Рн .

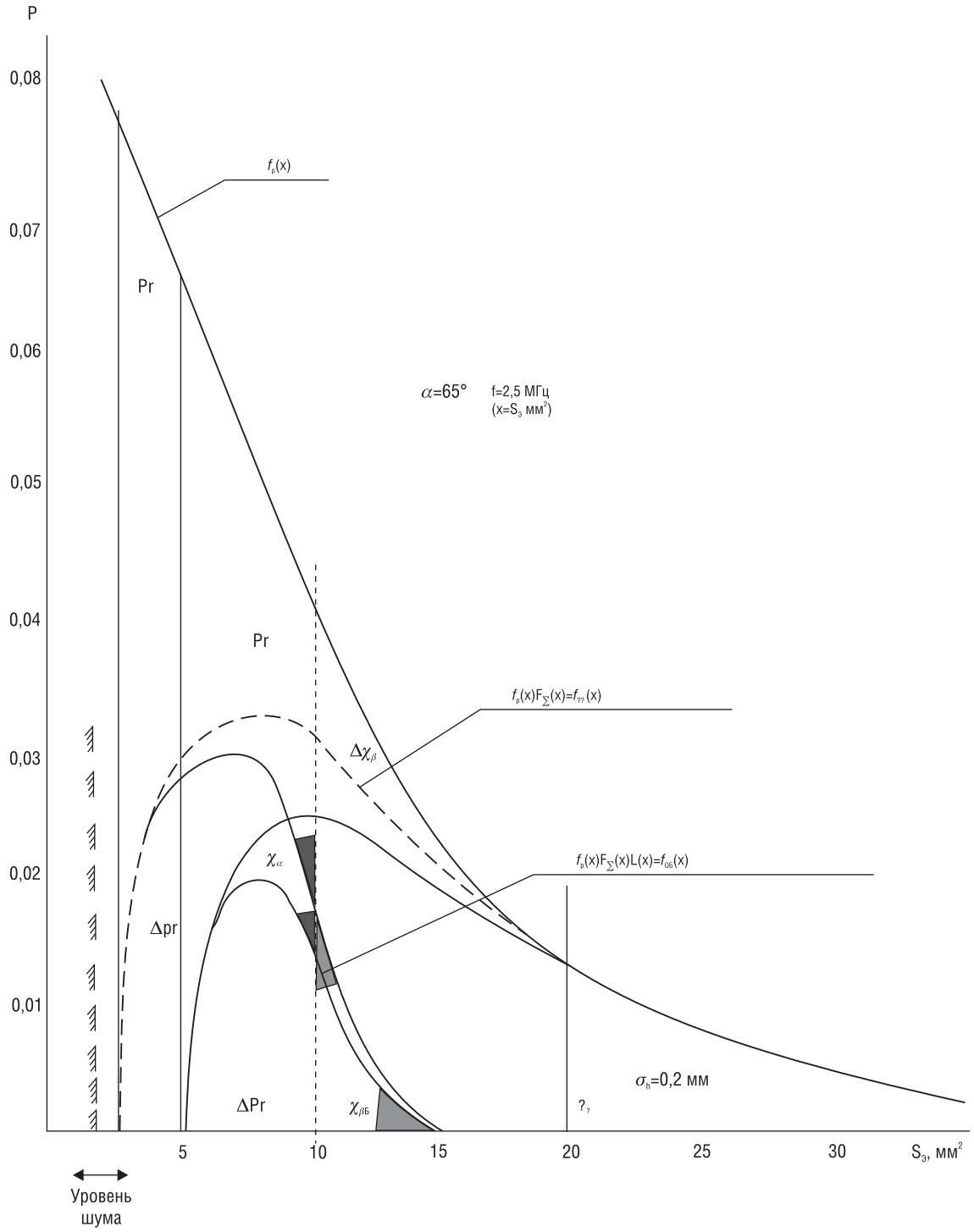


Рис. 9. Графическая модель достоверности с распределением трещин размером до 6мм.

Тест позволяет выбирать для МУК оптимальные параметры. В том числе, углы ввода и частоту ПЭП, устанавливать порог поисковой чувствительности по отношению к уровню шумов, определять геометрию акустического тракта и т.п.

Модель тестирования базируется на представительной статистической базе данных.

Она учитывает объективные ошибки, обусловленные отражательными характеристиками дефекта и среднестатистические значения субъективных ошибок, возникающих при настройке чувствительности дефектоскопа, при сканировании по реальной поверхности с заданными параметрами волнистости и шероховатости, измерении максимальной амплитуды сигнала и т.п.

Являясь виртуальной, модель отображает моментальный срез процесса ультразвукового контроля, который проводится в комфортных условиях внимательным квалифицированным оператором, избавленным от ответственности за результат и работающим без какого-либо внутреннего напряжения или внешнего психологического воздействия.

Т.е. без того основного влияния на оператора, которое по существу определяют «человеческий фактор» и обусловленные им риски.

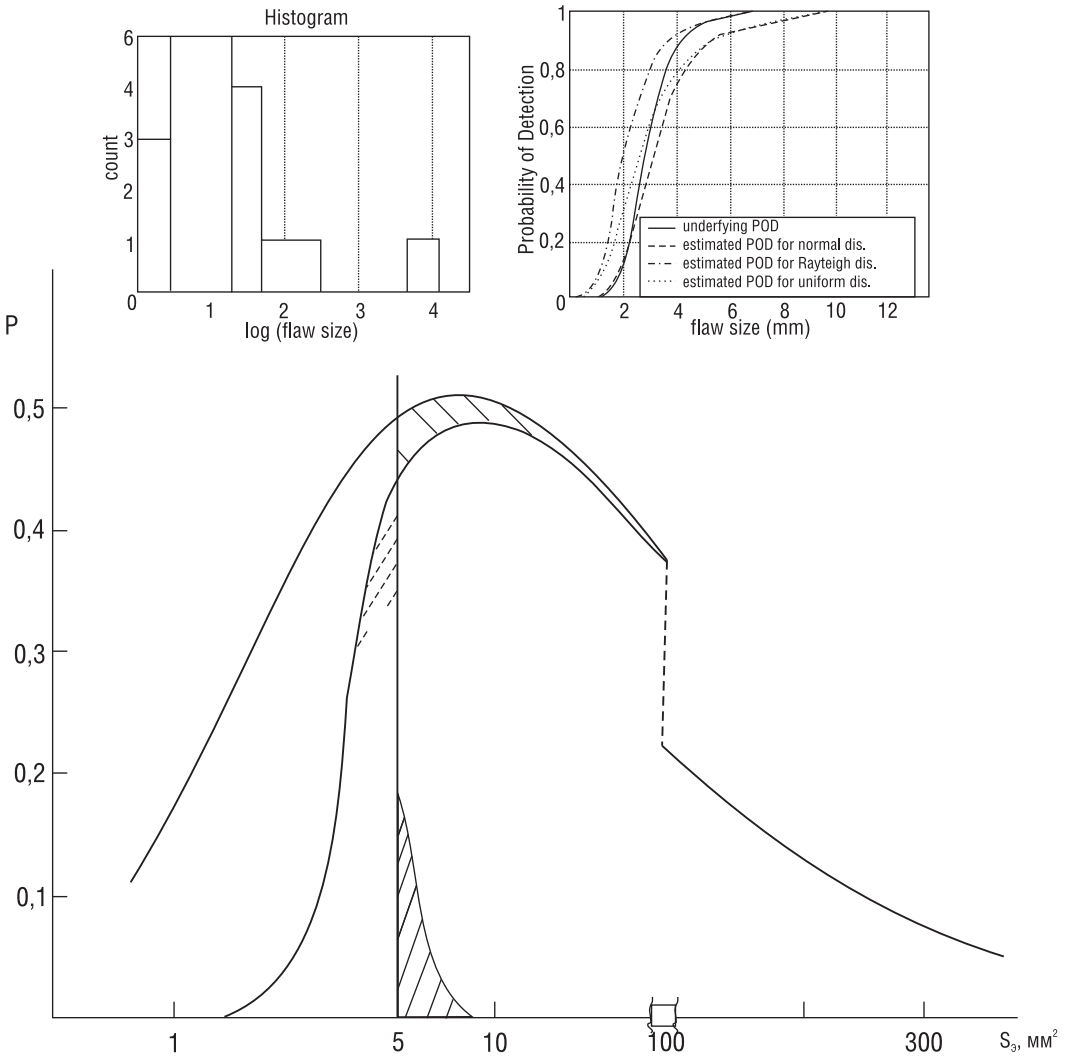


Рис. 10. Модель оценки достоверности построенная по гистограмме и POD-кривой. По данным журнала INSIGHT.

Моменты статистических распределений трещин по характеристическому размеру $f_p(x)$ для однородной продукции весьма близки. То же самое относится к качеству контакта при сканировании различными ПЭП по одной поверхности.

Это позволяет использовать усредненные функции $F_\Sigma(S_э)$ и $f_p(S_э)$ для обеспечения воспроизводимости результатов.

Методика АТОД-УК является консервативной, т.е. технология оценивается и аттестуется по априорной достоверности обнаружения наиболее потенциально опасных и плохо отражающих ультразвук (плоскостных) трещин, имеющих реальные статистические характеристики неровностей отражающей поверхности. Любое изменение конфигурации трещин приводит к повышению их выявляемости.

Расширенная многопараметровая аналитическая модель тестирования достоверности АТОД-УК может быть использована для валидации МУК.

Ныне предписываемые методики аттестация МУК очень трудоемки, дорогостоящие и потому не достигают поставленной цели и нежизненны. Это подтверждается результатами полученными в рамках международной программы PISC.

Замена лабораторного этапа существующих методик аттестации МУК на предлагаемое нами тестирование имеет следующие преимущества.

Полностью исключается необходимость изготовления образцов с дефектами, что дает большой экономический эффект и, что не менее важно, полностью исключается человеческий фактор.

Программная поддержка АТОД-УК позволяет проигрывать варианты с различными параметрами электроакустического тракта за считанные минуты, что определяет минимальные затраты полностью решая задачу 1го этапа аттестации (лабораторного) с возможностью получения формализованной оценки достоверности МУК по многим критериям, в том числе с определением ошибок 1го и 2го рода.

Второй этап аттестации МУК – производственные испытания- должен обязательно проводиться для корректировки технологии из-за неучтенных при составлении ТЗ особенностей объекта контроля (ОК).

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НЕСПЛОШНОСТИ МЕТАЛЛА С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ДЕФЕКТОСКОПА А1550 *INTROVISOR* В РЕЖИМЕ ТОМОГРАФИИ

Самокрутов А.А., Шевалдыкин В.Г.

ООО «Акустические Контрольные Системы», г. Москва

ВВЕДЕНИЕ

Антенные решётки (АР), уже несколько десятилетий используемые в радио- и гидролокации, а также в медицинской диагностике, в последние 10 лет проникли и в сферу ультразвуковой (УЗ) дефектоскопии. Приборы на их основе не только принесли новое восприятие процесса контроля и анализа результатов, но и значительно упростили идентификацию найденных несплошностей.

Наиболее известен класс приборов с фазированными АР, создающими в объекте контроля (ОК) электронно-управляемый УЗ пучок, озвучивающий визуализируемую область ОК под разными углами ввода и из разных точек поверхности ОК [1, 2].

В меньшей степени распространены приборы с цифровым синтезом модели сфокусированного излучения и приёма ультразвука без физического формирования УЗ пучка в ОК. Благодаря развитым алгоритмам синтезированной апертуры и комбинационного зондирования элементами АР эти приборы реконструируют изображения внутренней структуры материала, гибко используя многолучевое распространение УЗ волн в ограниченном пространстве ОК [3–8]. Основной идеей этих алгоритмов является выборочное суммирование коротких отрезков УЗ колебаний, принятых отдельными элементами АР, для формирования образа предполагаемого отражателя в каждой точке визуализируемого пространства. Этот чисто цифровой процесс реконструкции изображения внутренней структуры ОК, названный в [9] «цифровой фокусировкой АР (ЦФА), принципиально отличает приборы этого класса от приборов с фазированными АР.

УЗ дефектоскоп А1550 IntroVisor [8], основанный на методе цифровой фокусировки АР, обеспечивает реализацию нескольких алгоритмов реконструкции изображений, благодаря которым оператор может в процессе контроля оценивать характер найденной несплошности.

МЕТОД ЦИФРОВОЙ ФОКУСИРОВКИ

Сущность метода ЦФА подробно изложена в [10, 11]. Метод состоит в последовательном зондировании ОК каждым элементом АР, приёме реализаций УЗ сигналов каждым элементом АР независимо от других элементов и использовании всех принятых реализаций в реконструкции изображения путём пространственно-временной их обработки в вычислительном блоке прибора. Рассмотрим здесь основные положения этого метода на примере линейной АР, более простой в описании и к тому же чаще используемой в приборах, чем матричные решётки.

На рис. 1, 2 приведены схемы, поясняющие физическую основу метода ЦФА. На поверхности ОК расположена линейная эквидистантная АР, содержащая n одинаковых приёмно-излучающих элементов, в качестве которых обычно используются пьезоэлементы. Элементы имеют малую волновую апертуру, поэтому ширина лепестка их диаграммы направленности обычно составляет 50–60 градусов.

Для независимого зондирования и приёма УЗ колебаний используют все n элементов АР. В результате получают N реализаций УЗ колебаний от каждой пары элементов АР (излучатель – приёмник), включая и реализации от совмещённой работы элементов в качестве излучателя и приёмника:

$$N = \frac{n \cdot (n+1)}{2}.$$

При наличии в материале ОК в некоторой точке $A(x,z)$ с координатами x, z какого-либо отражателя (несплошности материала), часть энергии зондирующего импульса отражается обратно в сторону АР. Начало системы координат связано с АР, например, совпадает с фазовым центром первого элемента (крайний слева по рис. 1, 2). Отражённые в сторону АР сигналы распространяются по разным направлениям. К приёмным элементам решётки отражённые сигналы приходят не одновременно, т.к. траектории их распространения имеют разную длину.

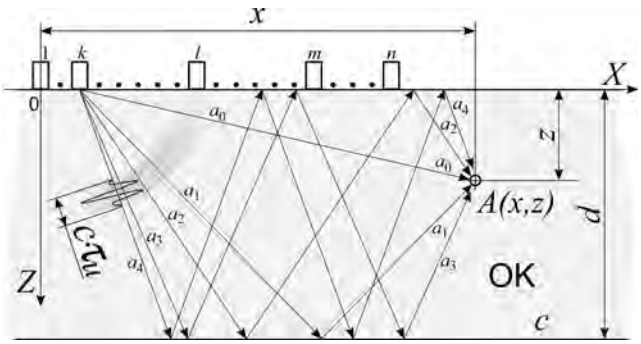


Рис. 1. Схема путей распространения УЗ сигналов в плоском слое твёрдого материала

Если ОК – плоский слой металла (лист или плита) толщиной d, то зондирующий импульс, посланный в ОК, например, элементом k, приходит к любому отражателю, расположенному, в частности, в точке $A(x,z)$ не только кратчайшим путём (на схеме, рис.1, это путь a_0), но и более длинными путями, претерпевая отражения от донной и внешней поверхностей слоя. Причём таких отражений может быть несколько.

При чётном количестве отражений (на рис. 1 это пути a_2 и a_4), УЗ сигнал падает в точку $A(x,z)$ со стороны той же поверхности слоя, где расположена АР (со стороны внешней поверхности). При нечётном количестве (на схеме это пути a_1 и a_3) – со стороны донной поверхности. Очевидно, что существуют пути и с большим количеством отражений УЗ сигнала от границ ОК (на схеме не показаны).

Если шероховатость поверхностей ОК достаточно мала и закон отражения УЗ сигнала от границ ОК можно считать зеркальным, то пространственное расположение точек отражений на каждом пути зондирующего сигнала к точке $A(x,z)$ строго определено координатами излучающего элемента АР, координатами точки $A(x,z)$ и

толщиной слоя материала *d*. Определён этими величинами и сам путь, т.е. его длина.

Согласно принципу взаимности, эти же пути являются путями распространения УЗ сигналов, отражённых от любого отражателя (например, в точке *A(x,z)*) к приёмному элементу АР. Следовательно, траектории распространения УЗ сигналов от элементов АР к любой точке плоскопараллельного ОК и обратно — к АР существуют двух видов: с общим чётным количеством отражений от границ ОК и с общим нечётным количеством отражений.

Если неоднородность материала в точке *A(x,z)* рассеивает УЗ волны диффузно, то возможны траектории обоих видов. Пусть, например, падающий сигнал прошёл по пути с одним отражением (путь a_1 на рис.1), а отражённый – по путям с двумя и тремя отражениями (пути, аналогичные a_2 и a_3 на рис.1). Общее количество отражений УЗ сигнала от границ ОК в траекториях «путь a_1 плюс путь a_2» и «путь a_1 плюс путь a_3», соответственно, три и четыре (нечётное и чётное).

При зеркальном отражении УЗ сигнала от несплошности в точке *A(x,z)* возможны только траектории с общим нечётным количеством отражений, т.к. сигнал, падающий в эту точку со стороны одной границы слоя, отражается в сторону другой границы, и любая траектория складывается из путей с чётным и нечётным количеством отражений. В результате общее количество отражений – нечётное. Здесь следует заметить, что ориентация зеркально отражающей несплошности должна быть вертикальной (перпендикулярной границам ОК) или близкой к ней. Отклонение её от вертикали на 20 и более градусов уводит отражённые сигналы в сторону от АР.

Таким образом, по известным координатам элементов АР, координатам точек в ОК и значению толщины *d* можно вычислить длины любых траекторий распространения УЗ сигналов в ОК при любом количестве отражений от донной и внешней поверхностей ОК. Используя значение скорости распространения УЗ сигналов *c,* можно вычислить и все времена задержек эхоимпульсов от отражателя в точке *A(x,z)* в соответствующих реализациях принятых УЗ колебаний.

Пусть количество отражений УЗ сигнала от донной поверхности ОК на прямом пути его распространения от излучающего элемента АР с номером *i* к отражателю в точке *A(x,z)* равно p_i, а количество отражений УЗ сигнала от внешней поверхности ОК на этом же пути равно q_i. Аналогично обозначим количества отражений УЗ сигнала на обратном пути от точки *A(x,z)* к приёмному элементу АР с номером *j*: p_j и q_j. Тогда общее количество *I* отражений УЗ сигнала от обеих границ ОК на прямом пути будет равно: $I = p_i + q_i$, количество отражений от границ на обратном пути: $R = p_j + q_j$. А время задержки эхо-импульса от отражателя в точке *A(x,z)* в реализации УЗ колебаний, полученной при излучении зондирующего импульса *i*-тым элементом АР и приёме колебаний *j*-тым элементом АР при общем количестве $(I + R)$ всех отражений УЗ сигнала от границ ОК на всей траектории его распространения, выразится следующим образом:

$$t_{Ai,j}(I,R) = \frac{\sqrt{(x-x_i)^2 + \left[2\cdot p_i \cdot d + (-1)^{p_i+q_i}\cdot z\right]^2} + \sqrt{(x-x_j)^2 + \left[2\cdot p_j \cdot d + (-1)^{p_j+q_j}\cdot z\right]^2}}{c}, \qquad (2)$$

где: x_i, x_j — координаты излучающего и приёмного элементов АР, соответственно.

В частности, для траектории распространения УЗ сигнала с $p_i = 5$, $q_i = 4$, $p_j = 2$, $q_j = 2$, $I = 9$, $R = 4$ формула (2) примет вид:

$$t_{Ai,j}(9,4) = \frac{\sqrt{(x-x_i)^2 + (10\cdot d - z)^2} + \sqrt{(x-x_j)^2 + (4\cdot d + z)^2}}{c}. \qquad (3)$$

На рис. 2 внизу приведены осциллограммы реализаций $s_{m,n}$, $s_{k,l}$ УЗ колебаний, принятых отдельными элементами АР (в частности, для примера, *n*-ым, и *l*-ым при излучении зондирующих импульсов *m*-ым, и *k*-ым элементами решётки, соответственно). Эти колебания, помимо различных шумов, содержат эхоимпульсы от отражателя в точке *A(x,z)*. Эхоимпульсы $Э_1$, $Э_2$, $Э_3$ (они на рис. 2 превышают по амплитуде шумы) расположены на оси времени с разными задержками $t_{Ai,j}$ относительно моментов посылки в ОК зондирующих импульсов вследствие разных длин траекторий распространения УЗ сигналов в ОК. В частности, эхоимпульс $Э_1$ вызван УЗ сигналом, прошедшим по кратчайшей траектории от АР к отражателю и обратно без отражений от границ ОК, а эхоимпульс $Э_2$ является результатом прохождения УЗ сигнала по траектории с одним отражением от донной поверхности ОК (по траектории типа $a_1 + a_0$). Эхоимпульс $Э_3$ в реализации $s_{k,l}$, как и $Э_1$ является отражением зондирующего сигнала с траекторией типа $a_0 + a_0$ (см. рис. 2). Эхоимпульсы с более длинными траекториями и потому с большими временами задержки $t_{Ai,j}$ в этих реализациях присутствуют, но находятся за верхним пределом отображённого на рис. 2 временного интервала. Длительности эхоимпульсов приблизительно равны длительности зондирующего импульса τ_u.

Реализации $s_{m,n}$, $s_{k,l}$, рис. 2, получены с помощью АР с наклонным вводом ультразвука в ОК. Диаграмма направленности каждого элемента такой решётки заключена в диапазоне углов, приблизительно, от 30 до 85 градусов. Поэтому донные эхоимпульсы в этих реали-

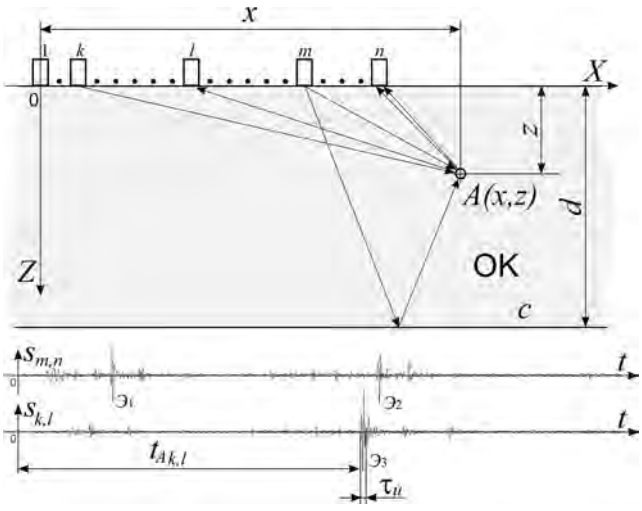


Рис. 2. Примеры траекторий распространения УЗ сигналов и вид реализаций принятых УЗ колебаний.

зациях отсутствуют. В реализациях АР других типов, в частности, решёток с прямым (по нормали) вводом УЗ сигналов в ОК, естественно, есть и донные эхоимпульсы.

Если синфазно сложить все эхо-импульсы, пришедшие к АР из точки *A(x,z)* по всем траекториям от каждой пары элементов АР, то мы получим суммарный эхосигнал $u_A(t)$, амплитуда которого будет характеризовать отражательную способность материала ОК в точке *A(x,z)*. Для этого необходимо выбрать из каждой реализации принятых УЗ колебаний фрагменты $u_{i,j}$ длительностью τ_u, с временами задержки, рассчитанными по формуле (2), совместить фрагменты на оси времени с точностью до фазы и алгебраически сложить соответствующие по времени мгновенные значения колебаний всех фрагментов:

$$u_A(t) = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n}\sum_{I=0}^{M}\sum_{R=0}^{M} u_{i,j}\left[t - t_{Ai,j}(I,R)\right], \forall t \in \left[t_{Ai,j}(I,R), t_{Ai,j}(I,R) + \tau_u\right],$$

где M – максимальное количество отражений УЗ сигнала от границ ОК на каждом из путей распространения сигнала к отражателю в точке *A(x,z)* и обратно, выбранное заранее для ограничения числа используемых траекторий.

Амплитуду U_A полученного суммарного эхосигнала легко определить путём выделения его огибающей и взятия максимума полученной функции. В частности, это можно выполнить с помощью амплитудного детектирования суммарного эхосигнала (выпрямления с низкочастотной фильтрацией) или с помощью синхронного детектирования.

При выполнении изложенных операций для всех точек визуализируемого сечения ОК получается матрица амплитуд суммарных эхосигналов, которая при отображении её на экране в цветояркостной форме представляет собой томограмму визуализируемого сечения ОК. Поскольку в каждую точку томограммы собраны эхосигналы от всех N возможных пар элементов АР, то каждая точка томограммы является результатом фокусировки всей апертуры АР в соответствующую точку сечения ОК.

АЛГОРИТМЫ ВИЗУАЛИЗАЦИИ

В аппаратуре метод ЦФА реализуется в виде двух процессов: процесса зондирования ОК с приёмом и записью реализаций УЗ колебаний и процесса реконструкции массива данных об отражательной способности точек визуализируемой области ОК. В зависимости от конкретного построения аппаратуры эти процессы могут происходить одновременно, частично перекрываться во времени или даже выполняться в разные периоды времени. Главной особенностью метода является возможность независимого доступа к любому фрагменту каждой принятой реализации УЗ колебаний, что обычно обеспечивается её запоминанием и хранением в течение некоторого периода времени для считывания всех фрагментов, используемых при реконструкции массива данных. Возможен также вариант считывания фрагментов прямо в процессе приёма реализации и разложения их по точкам реконструируемого изображения.

Благодаря независимому доступу к любому фрагменту каждой реализации можно при реконструкции изображения выбирать разные группы фрагментов, соответствующие определённым траекториям распространения УЗ сигналов в ОК [9]. Так, если использовать сигналы с чётным количеством отражений от границ ОК, то в изображении будут присутствовать образы несплошностей, диффузно отражающих УЗ колебания. Если использовать сигналы с нечётным количеством отражений, то на экране будут прорисованы зеркально отражающие несплошности с преимущественно вертикальной ориентацией (по нормали к поверхностям ОК). Т.е. можно реконструировать изображение одного и того же сечения ОК, выделяя отражатели разного вида. Использование всех сигналов, как с чётным, так и с нечётным числом отражений обеспечивает наилучшую прорисовку поверхностей объёмных несплошностей, имеющих сложную форму. Таким образом, меняя алгоритмы реконструкции изображения, можно повысить вероятность правильного определения вида отражателя (точечный, плоскостный или объёмный), по сравнению с алгоритмом визуализации полупространства, когда донная граница ОК находится на большой глубине (d в несколько раз больше апертуры АР) или её поверхность далека от зеркальноотражающей.

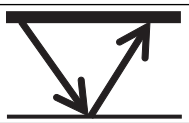
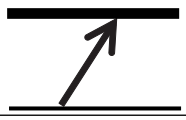
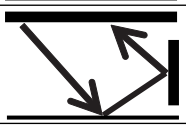
В УЗ дефектоскопе А1550 IntroVisor оператору доступны несколько режимов визуализации [11], которые можно напрямую переключать с клавиатуры:

1. Визуализация полупространства (толщина ОК d не используется);
2. Визуализация ОК в виде плиты ($10 < d \le 100$ мм) для обнаружения диффузно отражающих несплошностей;
3. Визуализация ОК в виде пластины (условно $d < 10$ мм) для обнаружения диффузно отражающих несплошностей;
4. Визуализация ОК в виде плиты или пластины ($d \le 100$ мм) для обнаружения зеркально отражающих несплошностей преимущественно вертикальной ориентации;
5. Визуализация ОК в виде плиты или пластины ($d \le 100$ мм) для прорисовки контуров объёмных несплошностей.

Для простой идентификации этих режимов используются символы, приведённые в таблице. Там же даны основные характеристики режимов.

Алгоритмы реконструкции, используемые в этих режимах, и их особенности состоят в следующем.

Визуализация полупространства (режим 1) является основным режимом эхоимпульсной томографии. Алгоритм реконструкции в нём построен в предположении всестороннего рассеивания УЗ колебаний каждой точкой пространства. Единственно возможными траекториями распространения УЗ сигналов здесь являются траектории прямого прохождения сигналов от элементов АР к отражателю и обратно без отражений от границ ОК, состоящие из путей типа a_0 (см. рис. 1). Этот режим наиболее чувствителен к отражателям малых волновых размеров, рассеивающих ультразвук диффузно, таких, как поры, трещины с высотой менее 1 мм и, естественно, зёрна структуры металла. Трещины больших размеров и расслоения отображаются, как правило, только своими кромками, диффузно рассеивающими ультразвук. Поскольку толщина d в этом режиме считается неизвестной, то при наличии донной поверхности все

Номер режима	Символ, обозначающий режим	Объект контроля	Отражатель	Озвучивание
1		полупространство	«точечный»	прямое
2		плита, $10 < d \le 100$ мм	«точечный»	прямое и отражённое
3		пластина, $d < 10$ мм	«точечный»	отражённое
4		плита или пластина, $d \le 100$ мм	плоскостный	прямое и отражённое
5		плита или пластина, $d \le 100$ мм	объёмный	прямое и отражённое

эхосигналы, переотражённые от неё и вследствие этого от внешней границы ОК, дают на экране дополнительные ложные образы на глубинах, превышающих толщину ОК.

Режимы 2–5 предназначены для визуализации плоскопараллельных ОК известной толщины, значение которой предварительно устанавливается в меню настройки прибора. В этих режимах используются алгоритмы реконструкции, суммирующие наряду прямыми УЗ сигналами, сигналы многократно отражённые от границ ОК.

В режиме 2 производится суммирование сигналов с чётным количеством отражений от границ ОК, включая и сигналы с траекториями без отражений [11]. В этом режиме образы диффузных отражателей дорисовываются на экране прибора благодаря использованию отражений от границ ОК. В результате на экране отображается только действительная область сечения ОК (до глубин, равных толщине d). Образы, вызванные отражёнными от границ ОК сигналами, отображаются на своих реальных местах. Так, например, боковое отверстие диаметром, большим длины волны ультразвука даёт на экране два образа один под другим: верхний от верхней поверхности отверстия, нижний – от нижней. По расстоянию между этими образами можно судить о диаметре отверстия. Нижняя поверхность объёмной несплошности также отображается на экране на своей действительной глубине, при условии, конечно, её значительной шероховатости для диффузного отражения ультразвука.

Режим 3 отличается от режима 2 тем, что в нём для реконструкции изображения не используются прямые УЗ сигналы, т.е. непосредственно отражённые от несплошностей, а только переотражённые от границ ОК. Этот режим позволяет вести контроль относительно тонких пластин и сварных соединений с максимально возможной чувствительностью к отражателям малых размеров, дающих слабые сигналы. Поскольку для реконструкции изображения здесь используются сигналы с временами задержки, превышающими время прихода донного сигнала, то собственный реверберационный шум элементов АР не ухудшает качество изображения.

Режим 4 предназначен для прорисовки зеркально отражающих несплошностей, в частности, вертикальных трещин с гладкими поверхностями. В этом режиме используется алгоритм, суммирующий сигналы по траекториям с нечётным общим количеством отражений от границ ОК [11]. Этот алгоритм позволяет отобразить в виде линии всё сечение зеркально отражающей поверхности, т.к. от каждой точки её сечения эхосигнал благодаря отражениям от границ ОК возвращается к АР прибора. Длина этой линии на экране приблизительно соответствует реальной длине сечения несплошности.

В режиме 5 задействован алгоритм реконструкции, суммирующий все эхосигналы, прошедшие в ОК по всем возможным траекториям, как с чётным, так и с нечётным количеством отражений от границ ОК. Этот режим наиболее полно отображает внутреннюю структуру ОК, т.к. каждая точка этой структуры при наличии в ней неоднородности отражает ультразвук либо диффузно, либо зеркально, либо с обеими составляющими отражённых волн.

Несмотря на то, что режим 5 наилучшим образом прорисовывает границы различных неоднородностей, его использовать в любом случае не следует. При нескольких несплошностях материала изображение на экране может получиться сложным, трудно интерпретируемым. В этом случае, поочерёдно используя режимы 2 и 4 можно во многих случаях распознать, где находится плоскостная несплошность, а где объёмная или несколько малоразмерных.

Все перечисленные режимы визуализации, кроме режима 1, рассчитаны на применение на плоскопараллельных ОК, встречающихся на практике чаще остальных. Естественно, в случае неплоской, например, цилиндрической донной поверхности, при клиновидном ОК или в случаях более сложного профиля объекта, как, например, в [7], эти режимы применять нельзя. Для таких ОК, как показано в [7], необходимо точно задавать геометрию профиля зоны отображения, а при контроле обязательно располагать АР в точно заданном положении. Иначе изображение будет искажённым. Эти задачи специализированного применения аппаратуры могут решаться с использованием дополнительного программного обеспечения. Ниже мы рассмотрим бо-

лее типичные случаи применения дефектоскопа А1550 IntroVisor на плоскопараллельных ОК.

ПРИМЕРЫ ТОМОГРАММ ПРИ РАЗНЫХ РЕЖИМАХ ВИЗУАЛИЗАЦИИ

Поскольку ОК в виде плит или пластин встречаются на практике чаще объектов с неопределённой или очень большой толщиной, то всегда желательно измерить толщину объекта, ввести её значение в прибор и вести контроль в одном из режимов 2 – 5. Дополнительные преимущества этих режимов, перед режимом визуализации полупространства, кроме адекватности получаемого изображения реальному виду ОК, проиллюстрируем на следующих примерах томограмм, полученных на образцах с точно известными параметрами моделей дефектов.

Все представленные ниже изображения получены с помощью 16-элементной АР поперечных УЗ волн. Направление максимума диаграммы направленности каждого элемента этой АР отклонено от нормали к рабочей поверхности на угол 60^0. Апертура АР в плоскости визуализации (по зарубежной терминологии активная апертура [1]) приблизительно равна 40 мм. Апертура решётки в перпендикулярной плоскости (пассивная [1]) равна 10 мм. Рабочая частота УЗ сигналов равнялась 4 МГц.

По осям координат на приведённых изображениях отложены миллиметры. Горизонтальная ось *X* направлена вдоль активной апертуры в сторону наклонного излучения УЗ сигналов. Вертикальная ось (в приборе она обозначена *Z*) – ось глубин. Начало координат приведено к середине апертуры АР. Вследствие особенности прибора А1550, позволяющей увеличивать изображение визуализируемой зоны и размещать его в произвольном положении на экране, не на всех рисунках левый верхний угол изображения совпадает с началом координат.

На рис. 3 приведены томограммы образца из стали 20 толщиной 40 мм, в котором находятся 2 боковых отверстия диаметром 1,5 мм одно под другим на глубинах 25 и 30 мм. Томограмма на рис. 3*а* реконструирована в режиме визуализации полупространства (в режиме 1), томограмма, рис. 3*б*, — в режиме 2. На рис. 3*а* наряду с образами реальных боковых отверстий на глубинах 24,5 и 29,5 мм (при $x \approx 60$ мм) присутствуют ещё два образа на глубинах 49 и 54 мм. Они вызваны зеркальным отражением УЗ сигналов от донной поверхности, поэтому расположены почти симметрично относительно глубины 40 мм (глубины донной поверхности). Причина несколько меньшей глубины всех образов на изображении в том, что УЗ сигналы отражаются от поверхности отверстий, а не от их центров.

На томограмме, рис. 3*б*, как и должно быть всего два образа отверстий. Нижняя граница изображения расположена на глубине 40 мм, что соответствует реальности. Образы отверстий в виде пересекающихся овальных пятен характерны для отверстий диаметром, немного превышающим длину волны ультразвука (на частоте 4 МГц $\lambda \approx 0{,}8$ мм). При больших диаметрах пятна расходятся вверх и вниз, как бы обрисовывая боковую поверхность отверстия, обращённую к АР. У отверстий меньшего диаметра, как и у точечных отражателей, например, пор в металле, пятна образов пересекаются в центре.

На рис. 4 представлены томограммы модели вертикальной придонной трещины в плите из стали 20 толщиной 17 мм. Модель выполнена электроэрозией и представляет собой щель шириной 0,1 и глубиной 4 мм. Плоскость визуализации ориентирована перпендикулярно плоскости щели. Томограмма на рис. 4*а* получена в режиме 1, томограмма на рис. 4*б* – в режиме 2, а на рис. 4*в* – в режиме 4. При переключении режимов АР оставалась в одном положении.

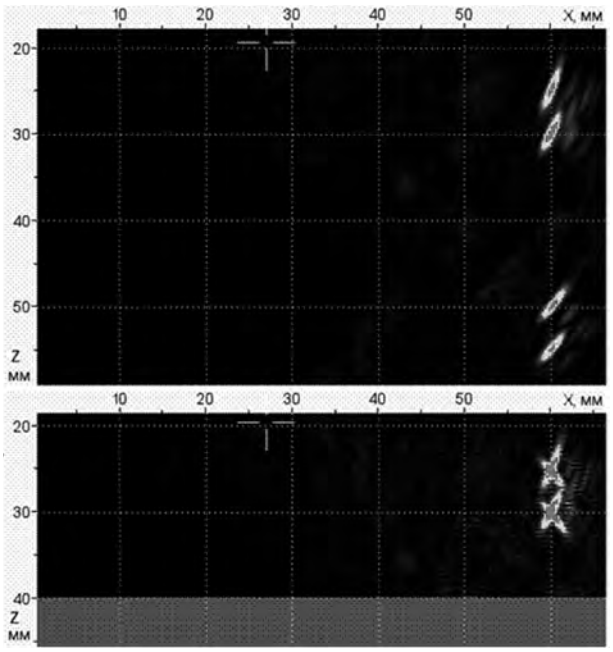


Рис. 3. Томограммы стального плоскопараллельного образца толщиной 40 мм в зоне боковых отверстий, полученные в режиме 1 (а) и в режиме 2 (б).

В режимах 1 и 2 модель отображена двумя образами: нижним, от отражений ультразвука уголковым отражателем щель – донная поверхность, и верхним – от вершины щели (трещины). Вершина щели, как точечный отражатель, естественно даёт менее яркий образ. По его положению на экране легко измерить глубину вершины: курсор в виде «+» (см. рис. 4) установлен на глубине 13 мм. Плоскость щели вследствие зеркального отражения ультразвука не отображена. Изображение, рис. 4*б*, отличается от рис. 4*а* главным образом отсутствием мнимой части изображения ниже уровня донной поверхности ($z = 17$ мм) и формой образа основания щели в виде символа «✓», более определённо показывающего положение основания щели на горизонтальной оси. Такое представление вертикальных трещин на экране в виде пары образов сильно разной яркости характерно для режимов визуализации диффузно рассеивающих отражателей (режимы 1, 2 и 3).

Совсем другой вид образа модели трещины представлен на рис. 4*в*. Этот образ почти точно передаёт форму и реальную высоту щели. Контур плоской её поверхности полностью прорисован благодаря использованию при реконструкции изображения УЗ сигналов, зеркально отразившихся от каждой её точки. Расстояние до щели от АР легко определить по положению середины образа на оси *x*.

На рис. 5 приведены томограммы модели поверхностной трещины высотой 2 мм в стальной пластине толщиной 10 мм. Образец, моделирующий трещину, выполнен в виде ступенчатого перехода с толщины 10 на толщину 8 мм. АР была установлена на ту же поверхность образца, где расположена ступенька в зоне тол-

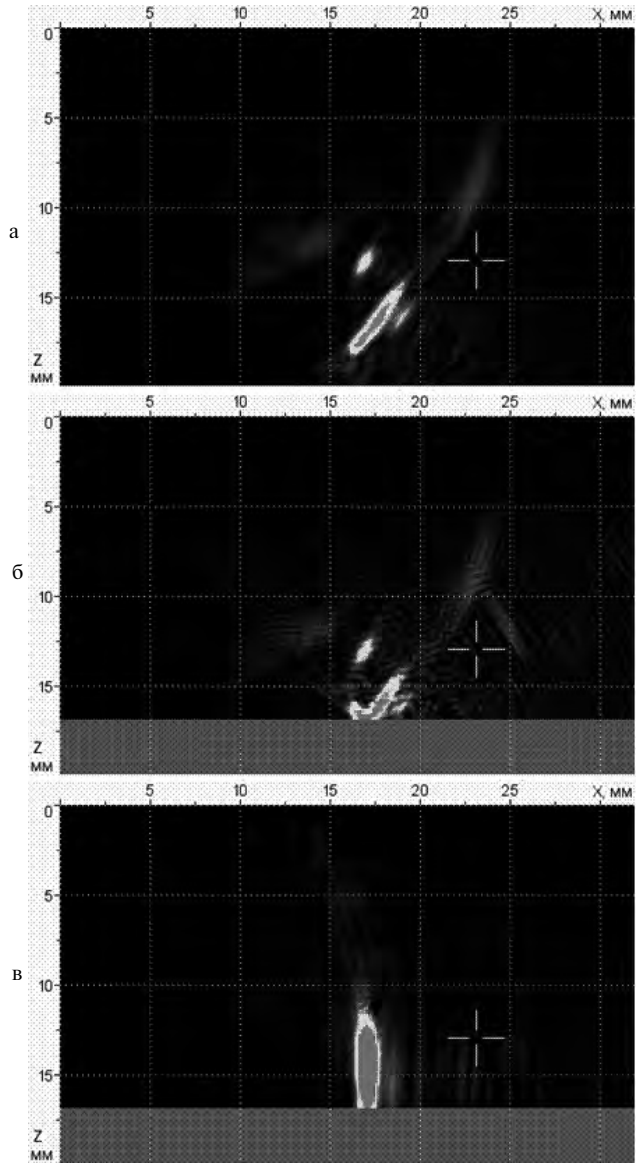


Рис. 4. Томограммы стальной плиты толщиной 17 мм с моделью вертикальной придонной трещины высотой 4 мм, полученные в режимах: а – 1; б – 2; в – 4.

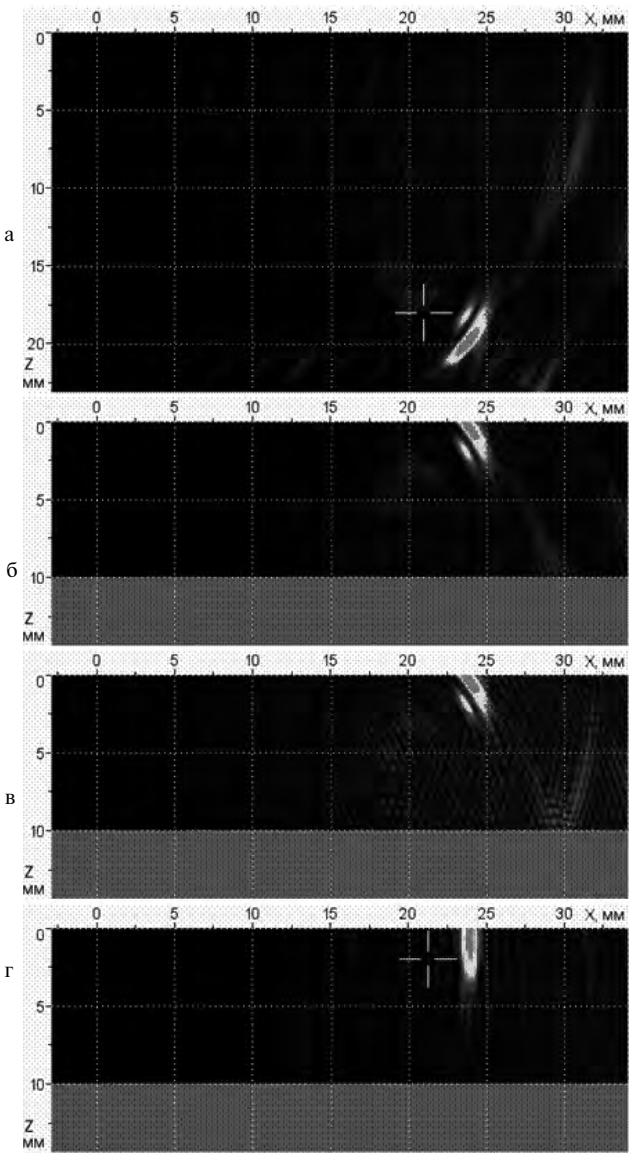


Рис. 5. Томограммы стальной пластины толщиной 10 мм с моделью вертикальной поверхностной трещины высотой 2 мм, полученные в режимах: а – 1; б – 3; в – 2; г – 4.

щины 10 мм и направлена в сторону ступеньки. Томограмма, рис. 5*а*, получена в режиме 1, томограмма, рис. 5*б*, – в режиме 3, томограмма, рис. 5*в*, – в режиме 2, а рис. 5*г* – в режиме 4.

Образ (точнее пара образов) модели поверхностной трещины сформированы на томограммах, рис. 5*а* – 5*в*, почти исключительно УЗ сигналами, прошедшими с отражениями от донной поверхности. От прямых эхосигналов (с траекториями типа $a_0 + a_0$, см. рис. 1) на томограмме, рис. 5*а*, не видно никакого образа (он должен быть на глубине 2 мм), а на томограмме, рис. 5*в*, образ от вершины трещины (ступеньки) лишь незначительно ярче соответствующих образов на рис. 5*а* и 5*б*. Это особенно видно в сравнении с изображением, рис. 5*б*, которое реконструировано без использования прямых эхосигналов. Пара образов в нём представляют основание (верхний образ) и вершину (нижний) модели трещины. Их координаты соответствуют реальному положению основания и вершины. На изображении режима 1 (рис. 5*а*) они находятся в зоне глубин вблизи удвоенной толщины пластины в перевёрнутом виде (координата z курсора «+» равна 18 мм). Образ от вершины, как и в случае модели придонной трещины (ср. рис. 5*а* с рис. 4*а*), намного слабее образа от основания, которое для УЗ сигналов, отразившихся от донной поверхности, является уголковым отражателем. Столь малый вклад прямых сигналов в формирование образа вершины модели поверхностной трещины связан с малой её глубиной (2 мм). Вершина находится, практически, вне лепестка диаграммы направленности элементов АР.

По томограмме на рис. 5*г*, полученной в режиме 4, можно однозначно сказать о выявлении поверхностной трещины. Почти полная прорисовка всего сечения вертикальной плоскости этой модели позволяет измерить и её высоту, равную глубине курсора: 2 мм. Следует заметить, что для повышения достоверности такого заключения всегда есть возможность включить режим визуализации 2, который чётко отображает границы трещины.

Ещё один пример более адекватного представления зеркально отражающей несплошности показан на рис. 6. Здесь для сравнения результатов работы алгоритмов визуализации диффузно и зеркально отражающих несплошностей использован стандартный образец

предприятия (СОП) с зарубкой, расположенной на внешней поверхности пластины из стали 20 толщиной 10 мм. Ширина зарубки 2,5 мм, глубина – 2 мм. Томограммы образца в зоне зарубки получены при расположении её в плоскости визуализации на расстоянии плоской вертикальной её поверхности в 31 мм от центра АР. Томограмма, рис. 6*а*, получена в режиме 3, томограмма, рис. 6*б*, – в режиме 4.

Вершина зарубки на рис. 6*а* представлена образом, соизмеримым с уровнем фона изображения. Поэтому зарубка обнаруживается только благодаря эхосигналам от уголкового отражателя, образованного ею с поверхностью пластины. Дальность зарубки от АР вдоль поверхности пластины, измеренная по изображению, завышена приблизительно на 0,3 мм. Причина этого возможно в том, что образ уголкового отражателя сформирован интерферирующими сигналами поперечных и релеевских волн. Релеевские волны образуются от трансформации поперечных волн, падающих на поверхность металла перед зарубкой.

Образ зарубки на томограмме, рис. 6*б*, вполне отвечает реальной форме и размерам её вертикальной отражающей поверхности. Дальность и высота зарубки могут быть точно измерены по изображению.

В стыковых сварных швах встречаются трещины, не выходящие на поверхности металла и ориентированные вертикально или почти вертикально относительно плоскостей основного металла. Внутренние непровары также имеют подобную ориентацию. Причём контуры плоскостей трещин и несплавлений листов металла имеют очень сложную форму. Поэтому эхосигналы от краёв трещин и несплавлений, как правило, малы. В то же время сами плоскости таких дефектов хорошо отражают ультразвук, только не в обратном направлении, если поверхность гладкая, а к другой поверхности пластины, относительно той, откуда пришла падающая волна.

Для проверки возможности обнаружения таких вертикальных дефектов в металле был изготовлен стальной плоскопараллельный образец в виде бруска толщиной 30 и шириной 40 мм. Все его поверхности обработаны с шероховатостью не более Ra0,63. Один из его торцов имеет фрезерованную впадину, которая моделирует гладкую вертикальную трещину или несплавление внутри металла. Другой торец выполнен наклонённым под углом 75° к горизонтальным поверхностям образца. Все двугранные углы, примыкающие к поверхностям, моделирующим несплошности, выполнены с плавными закруглениями с радиусом 5 мм для максимального уменьшения уровня отражённых УЗ сигналов от контуров этих поверхностей.

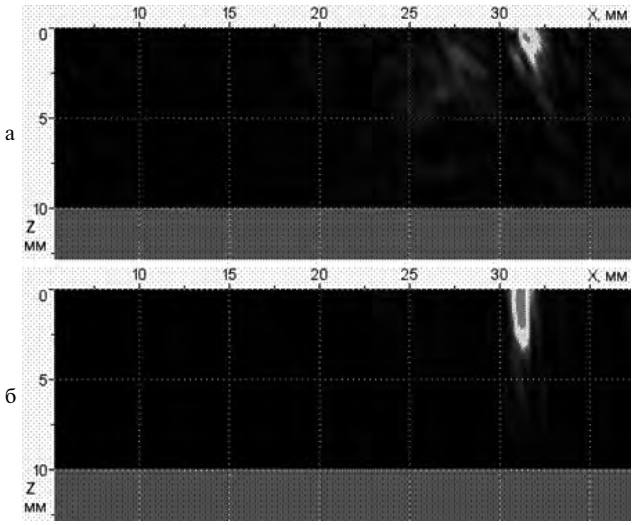


Рис. 6. Томограммы стального СОП толщиной 10 мм с зарубкой глубиной 2 мм на поверхности ввода УЗ колебаний, полученные в режиме 3 (а) и в режиме 4 (б).

На рис. 7 приведена фотография профиля образца со стороны торца с впадиной и томограмма, полученная в режиме визуализации 4, при установке АР прибора на верхнюю (по рис. 7*а*) горизонтальную плоскость образца с целью визуализации вертикальной поверхности впадины. Образ сечения плоской вертикальной части поверхности впадины достаточно полно прорисован (см. рис. 7*б*). Глубины краёв плоской части впадины, измеренные по изображению, составляют 13 и 23,5 мм. На самом деле эти глубины равны 12,5 и 22,5 мм. Завышение глубины нижнего края на 1 мм объясняется плавностью перехода плоской вертикальной части поверхности в цилиндрическую, чего не бывает в реальных ОК. Границы трещин всегда острые.

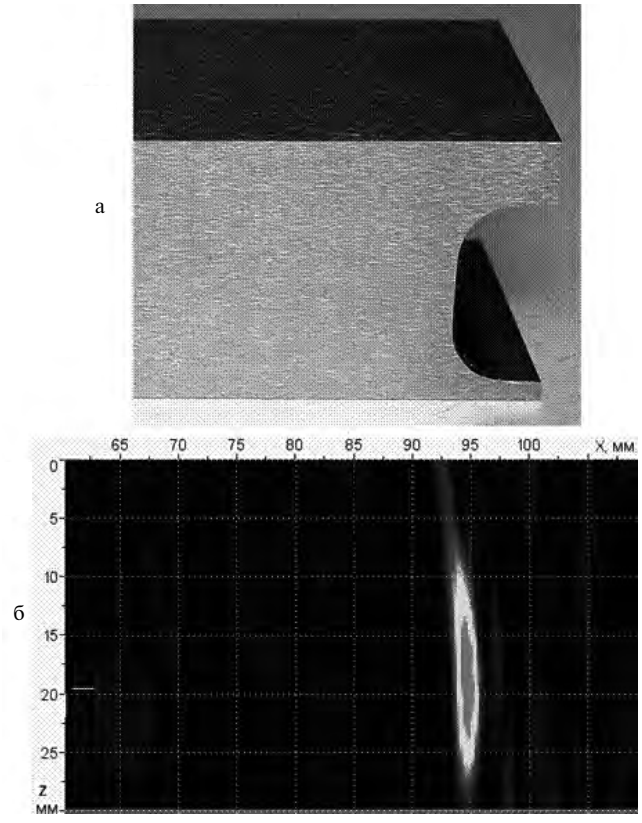


Рис. 7. Стальной образец толщиной 30 мм с моделью внутренней вертикальной трещины высотой 10 мм (а) и его томограмма в зоне модели (б), полученная в режиме 4.

Профиль образца со стороны наклонного торца и томограммы, иллюстрирующие разницу в отображении на экране плоской гладкой поверхности, отклонённой на 15^0 от вертикали, разными алгоритмами реконструкции, изображены на рис. 8. Томограмма, рис. 8*а*, получена в режиме визуализации 1, томограмма, рис. 8*б* – в режиме 3, рис. 8*в* – в режиме 2 и рис. 8*г* – в режиме 4. Анализ этих томограмм показывает, что применение алгоритмов для диффузных отражателей (режимы 1, 2 и 3) при поиске зеркально отражающих несплошностей может привести к ошибочным выводам.

Томограммы наклонного торца, полученные в режимах 1 и 2, почти одинаковы (ср. рис. 8*а* и 8*в*). Только слабый фантомный образ томограммы, рис. 8*а*, с координатами (x = 21, y = 39 мм) и такой же по яркости шум в области глубин 32 мм обращены в действительную часть изображения на томограмме, рис. 8*в*. В томограмме, рис. 8*б*, вообще присутствует только этот фантомный образ и шум. Т.к. точки наклонной гладкой поверхности торца не отражают ультразвук в обратном направлении, траектории распространения УЗ сигналов с чётным количеством отражений от верхней (по рис. 8*д*) и донной поверхностей образца, в частности, с двумя отражениями от донной поверхности (траектории типа $a_1 + a_1$, см. рис. 1) отсутствуют. Поэтому образы на томограммах сформированы только от сигналов, прошедших по траекториям с нечётным числом отражений от границ образца, в основном, с одним отражением от донной поверхности по траекториям типа $a_1 + a_0$ и $a_0 + a_1$ (рис. 1), поскольку при толщине образца в 30 мм вклад сигналов с тремя и большим числом отражений достаточно мал. В результате образы от наклонной поверхности образца располагаются на томограммах, рис. 8*а* и 8*в*, на глубинах, меньших толщины образца и имеют координаты, не соответствующие реальным. Только образ на глубине около 28 мм приблизительно соответствует нижнему (по рис. 8*д*) цилиндрическому закруглению двугранного угла. Протяжённый образ на глубинах 11–18 мм вообще находится вне области, изображения, соответствующей сечению образца.

Томограмма, рис. 8*г*, хорошо отражает реальное положение и высоту наклонной плоскости торца образца. Длина образа на томограмме почти соответствует этой высоте. Только верхняя часть плоскости торца не до конца прорисована вследствие малого количества УЗ сигналов, вернувшихся от неё к АР. Для получения более полного представления о границах плоских отражателей в металле достаточно передвинуть АР в плоскости визуализации к отражателю или от него.

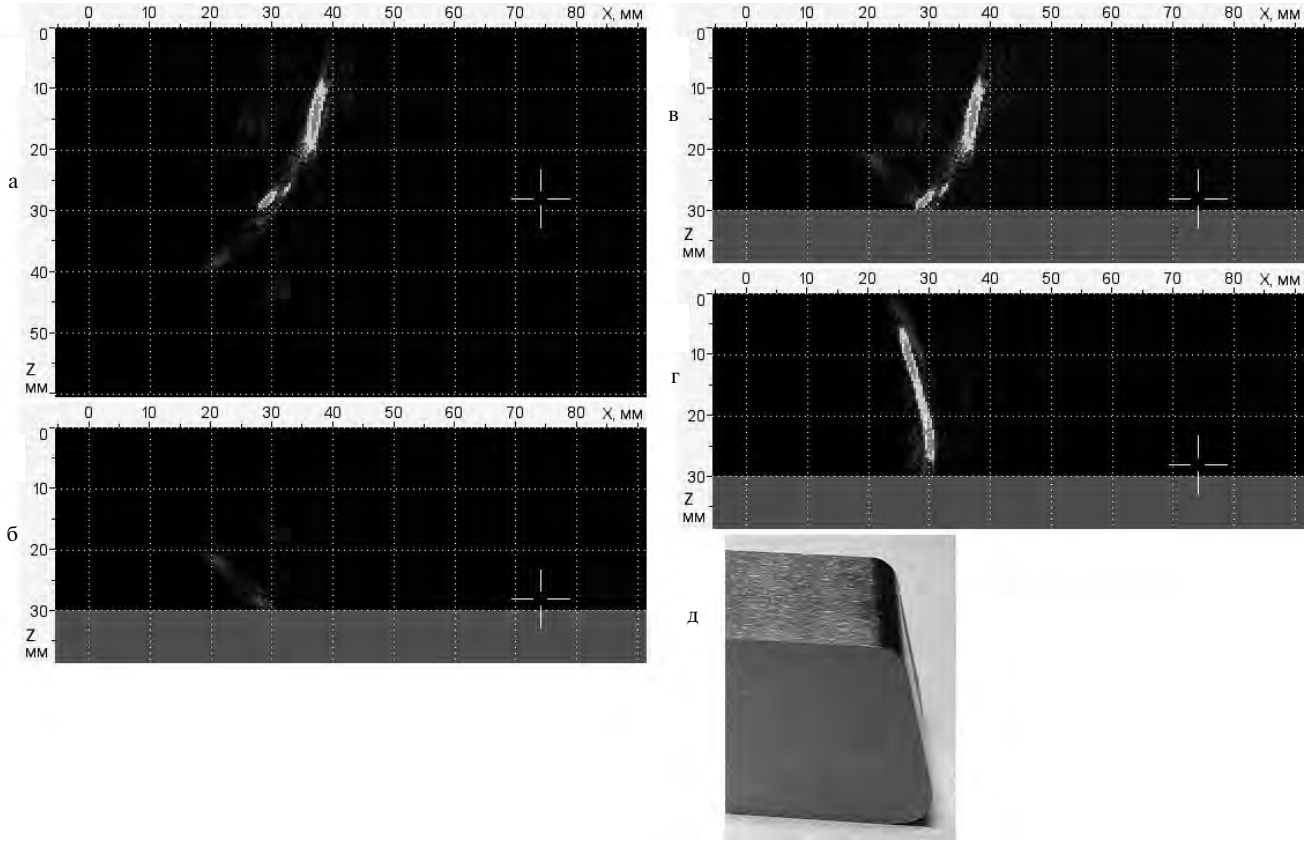


Рис. 8. Томограммы стального образца толщиной 30 мм, отображающие наклонную плоскость его торца (д), полученные в режимах: а – 1; б – 3; в – 2; г – 4.

ВЫВОДЫ

1. При УЗ контроле объектов плоскопараллельной формы (плит, пластин, стыковых сварных соединений) приборами с АР, сигналы, принятые отдельными элементами решётки, имеют сложную структуру из-за множественности путей распространения зондирующих импульсов к каждому отражателю и эхоимпульсов от него. Вследствие этого в каждой реализации принятых УЗ колебаний присутствуют несколько эхоимпульсов от одного и того же отражателя, прошедшие разными путями, которые несут информацию о его отражательной способности.

2. Алгоритмы метода ЦФА позволяют использовать эту множественность путей для повышения качества реконструируемых изображений, в том числе для визуализации и дефектометрии зеркально отражающих несплошностей.

3. Раздельный синтез изображений по сигналам «чётных» и «нечётных» траекторий обеспечивает селекцию плоских и объёмных несплошностей без механического перемещения АР.

Список литературы

1. Introduction to Phased Array Ultrasonic Technology Applications: R/D Tech Guide line. – Quebec: R/D Tech Inc., 2004. – 368 p.

2. X-32 – ультразвуковой дефектоскоп на фазированной решетке (Harfang). – В кн.: Средства акустического контроля: технический справочник. – СПб.: Свен, 2008, с. 130–131.

3. Козлов В.Н., Самокрутов А.А., Яковлев Н.Н., Ковалёв А.В., Шевалдыкин В.Г. Акустическая В- и С-томография крупноструктурных материалов импульсным эхо-методом. – Приборы и системы управления, 1989, № 7, с. 21–24.

4. L. von Bernus, A. Bulavinov, D. Joneit, M. Kröning, M. Dalichov, K. M. Reddy. Sampling Phased Array A New Technique for Signal Processing and Ultrasonic Imaging. / 9th ECNDT. Berlin. September 25–29, 2006. We.3.1.2.

5. H. Karasawa, T. Ikeda, S. Matsumoto, T. Hamajima, H. Isobe. 3D-SAFT Ultrasonic Inspection Equipment «MatrixeyeTM». 7th International Conference on NDE in Relation to Structural Integrity for Nuclear and Pressurized Components, 12–15 May 2009, Yokohama, Japan (JRC-NDE 2009).

6. David Lines, James Wharrie, John Hottenroth, Jesse Skramstad, Ron Goodman, Nancy Wood. Real-Time Ultrasonic Array Imaging using Full Matrix Capture and the Total Focusing Method. Proceedings of 2nd Aircraft Airworthiness & Sustainment Conference, San Diego, 18–21 April 2011.

7. Базулин Е.Г. Определение типа дефекта по изображениям, полученным методом С-SAFT, с учётом трансформации типов волн при отражении ультразвуковых импульсов от неровных границ объекта контроля. – Дефектоскопия. 2011. № 1. С. 39–56.

8. Шевалдыкин В.Г., Алёхин С.Г., Бишко А.В., Дурейко А.В., Климентьев А.А., Соколов Н.Ю., Самокрутов А.А. Заглянуть в металл: теперь это просто. – В мире неразрушающего контроля. 2008. № 1. С. 46–53.

9. Самокрутов А.А., Шевалдыкин В. Г. Сканирование в ультразвуковой томографмии. – В мире неразрушающего контроля. 2010. № 3. С. 2 – 5.

10. Воронков В.А., Воронков И.В., Козлов В.Н., Самокрутов А.А., Шевалдыкин В.Г. О применимости технологии антенных решёток в решении задач УЗК опасных производственных объектов. – В мире неразрушающего контроля. 2011. № 1. С. 64–70.

11. Самокрутов А.А., Шевалдыкин В.Г. Ультразвуковая томография металлоконструкций методом цифровой фокусировки антенной решётки. – Дефектоскопия. 2011. № 1. С. 21–38.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ МАТЕРИАЛА КОРПУСОВ РЕАКТОРОВ ВВЭР ПОДВЕРГАЕМОГО НЕЙТРОННОМУ ОБЛУЧЕНИЮ ПО ПАРАМЕТРАМ УПРУГИХ ВОЛН

Хлыбов А.А., Углов А.Л.

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород

Известно, что нейтронное облучение приводит к значительному изменению микроструктуры и механических свойств материалов [1, 2]: предел текучести, временное сопротивления, относительное общее удлинение и относительное сужение, характеристики сопротивления хрупкому разрушению (критическую температуру хрупкости, вязкость разрушения или критическое раскрытие трещины). Для определения механических характеристик используют образцы-свидетели, вырезают образцы-темплеты. Задачу оперативного определения механических характеристик можно частично решить, используя неразрушающие методы контроля. В проблеме мониторинга технического состояния объекта зачастую возникает вопрос выбора физического метода контроля. В силу близости природы и взаимосвязи упругих характеристик металла и ультразвуковых волн акустические методы контроля являются весьма эффективными и в большинстве случаев следует отдавать предпочтение именно им. Акустические методы позволяют получить информацию как о макродефектах, так и о процессах, протекающих на микроуровне. С их помощью можно решать задачи, связанные с оценкой физико-механических характеристик ответственных технических объектов [3]. В качестве измеряемых акустических характеристик использовались время распространения импульсов объемных: продольные и сдвиговые (поляризация вдоль и поперек образца) волны [4, 5]. Измерения проводились с помощью измерительно-вычислительного комплекса «АСТРОН». ИВК «АСТРОН» реализует акустический метод отраженного излучения (эхо-метод) и предназначен для генерации зондирующих сигналов, регистрации и обработки параметров отраженных упругих волн. Вся обработка информации, поступающей с датчиков, проводится автоматически в процессорном блоке. Система позволяет хранить всю исходную информацию, необходимую для использования в практических задачах контроля.

Погрешность измерения времени задержек отраженных импульсов при работе с преобразователем на резонансной частоте не более 1×10^{-9}с и погрешность измерения коэффициента затухания не более ±4%. Система позволяет провести любое количество измерений, после чего определяется среднее значение в точке измерения. Частотный диапазон: до 30 МГц. Время проведения замера и получения необходимой информации фактически определяется результатами подготовки поверхности образца (конструкции) к контролю. Можно работать как с одним датчиком, работающим на излучение и прием, так и с двумя: излучение и прием осуществляется разными датчиками.

В качестве датчиков использовались пьезокерамические преобразователи, контактирующие непосредственно с контролируемым образцом. Акустический контакт осуществляется через слой вязкого материала. В одной точке проводилось не менее 5 измерений. Эти данные усреднялись, и определялось значение задержки для каждого из типов используемых упругих волн.

Исследование влияния радиационного облучения на образцы из стали 08Х18Н10Т. Акустические измерения проводились на образцах типа Шарпи из стали основного металла и металла сварного шва. Облучение образцов проводилось в горячей камере ФГУП «Прометей» флюенсом в интервале $(0{,}17...3{,}2)\times10^{20}$ нейтр./см2 (E>0,5 МэВ) при температурах 260...3000 С. Механические испытания проводили в соответствии с требованиями соответствующих ГОСТов. Повреждающие дозы облучения и механические свойства испытанных образцов приведены в таблицах 1 и 2. Приведенные результаты показывают, что наблюдается сильное упрочнение стали, снижение пластичности и вязкости разрушения.

Таблица 1. Механические свойства, основной металла, температура испытания 20 °С

Состояние	σ_{02}, МПа	$\sigma_{в}$, МПа	δ, %	Ψ, %	J_C, кН/м
Исходное	270–300	550–590	60–70	75–80	463–305
Облуч., 5–7 сна	860–920	940–970	33–47	60–70	93–141
Облуч., 25 сна	950–970	1000–1010	45–50	60–63	30–50
Облуч., 40 сна	1020–1040	1090–1130	45–47		30–50

Таблица 2. Механические свойства образцов сварного шва, температура испытания 20°С

Состояние	σ_{02}, МПа	$\sigma_{в}$, МПа	δ, %	Ψ, %	J_C, кН/м
Исходное	440–480	600–630	33–39	69–78	450
Облуч., 5-7 сна	960–980	1000–1030	11–16	45–55	110–120
Облуч., 25 сна	960	990–1020	13–14	40–50	26–41
Облуч., 40 сна	110–1040	1060–1130	14–15		35–40

В таблице 3 приведены результаты акустических измерений для образцов из основного металла.

Таблица 3. Результаты измерений для образцов из основного металла

Повреждающая доза, сна	0	5–7	40
σ_{02}, МПа (среднее значение)	295	890	1030
$\sigma_{в}$, МПа (среднее значение)	570	955	1110
J_C, кН/м (диапазон)	305–463	93–141	30–50
t_R, НС	5273	5341	5387

В таблице 4 приведены соответствующие уравнения линейной аппроксимации и величины достоверности аппроксимации для исследованных образцов.

Таблица 4. Уравнения линейной аппроксимации для основного металла

Измеряемая характеристика	Уравнение линейной аппроксимации	Достоверность аппроксимации R^2
σ_{02}	$\sigma_{02} = 6{,}99\, t_R - 36559$	0,947
$\sigma_{в}$	$\sigma_{в} = 4{,}89\, t_R - 25203$	0,9832
J_C	$J_C = 17303 - 3{,}21\, t_R$	0,9614

В таблице 5 приведены результаты акустических измерений для образцов из металла сварного шва, а на рисунках 2 – 4 — соответствующие графики зависимостей с линейными трендами.

Таблица 5. Результаты измерений для образцов из металла сварного шва

Повреждающая доза, сна	0	5–7	40
σ_{02}, МПа (среднее значение)	460	970	1025
$\sigma_{в}$, МПа (среднее значение)	615	1050	1095
J_C, кН/м (диапазон)	450	115–120	35–40
t_R	5240	5374	5408

В таблице 6 приведены соответствующие уравнения линейной аппроксимации и величины достоверности аппроксимации для исследованных образцов металла сварного шва.

Таблица 6. Уравнения линейной аппроксимации для металла сварного шва

Измеряемая характеристика	Уравнение линейной аппроксимации	Достоверность аппроксимации, R^2
σ_{02}	$\sigma_{02} = 3{,}53\, t_R - 18013$	0,9892
$\sigma_{в}$	$\sigma_{в} = 3{,}00\, t_R - 15113$	0,9885
J_C	$J_C = 13310 - 2{,}46\, t_R$	0,9999

Исследование влияния радиационного облучения на образцы из стали 15Х2МФА

На рисунке 4 представлены результаты акустических измерений на образцах свидетелях (образцы типа Шарпи 10×10×55 мм) корпуса реактора Хмельницкой АЭС,

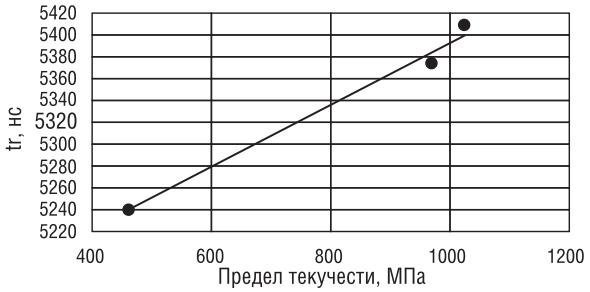


Рис. 1. Связь параметра t_R с пределом текучести для металла сварного шва

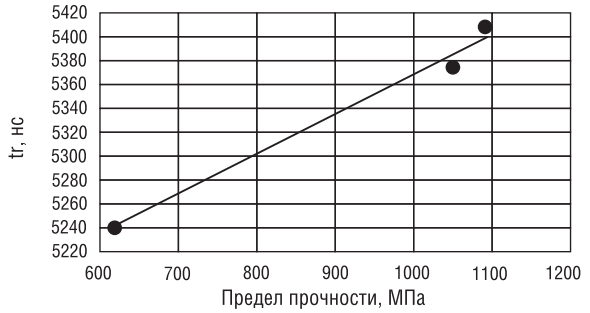


Рис. 2. Связь параметра t_R с пределом прочности для металла сварного шва

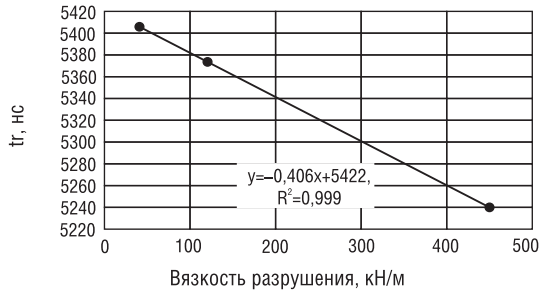


Рис. 3. Связь параметра tR с вязкостью разрушения для металла сварного шва

блок 1. Точки №№ 1, 2, 3, 4 получены на образцах в состоянии поставки (облучение отсутствует). Точки №№ 5, 6 получены на образцах – свидетелях после облучения (по 4-м образцам для каждой точки). Для образцов в состоянии поставки измерения проводились по десяти образцам, затем данные усреднялись.

Полученные данные показывают, что материал сварного шва и основного металла отличаются по акустическим характеристикам: скорость упругих волн для основного металла выше, чем для шва. Эти различия необходимо учитывать при создании алгоритма и методики контроля материала реактора. Материал из зоны термического влияния занимает промежуточное положение. Следует также отметить, что скорости упругих волн как продольных, так и сдвиговых для металла сварного шва в состоянии поставки (точка 2), и облучения (точки 5, 6) практически совпадают при изменении химического состава в указанных выше пределах. Небольшие изменения скорости упругих волн от флюенса нейтронов можно объяснить низким уровнем облучения.

Полученные результаты позволяют оперативно получить информацию об изменении модулей упругости. Используем известные из теории упругости соотношения:

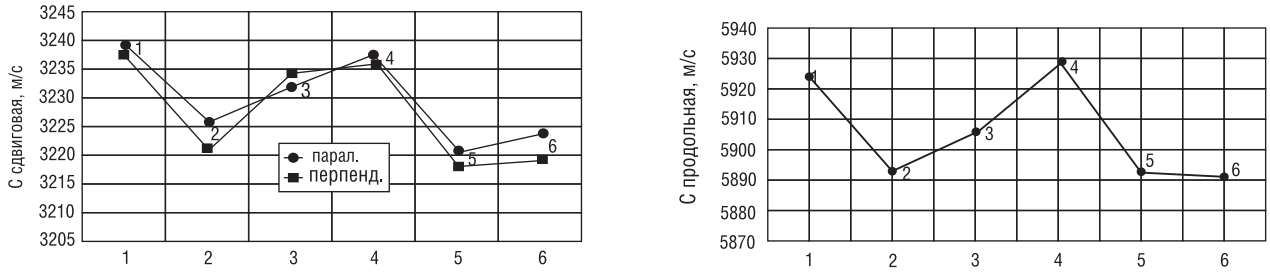


Рис. 4. Зависимость скорости сдвиговой (а), продольной (б) волн от материала образцов для Хмельницкой АЭС, блок_1. 1 – поставка (ОМ), 2 – поставка (СШ), 3 – поставка (ЗТВ), 4 – поставка (ОМ), 5 – облучение $1{,}69*10^{22}$ (СШ), 6 – облучение $4{,}48*10^{22}$ (СШ)

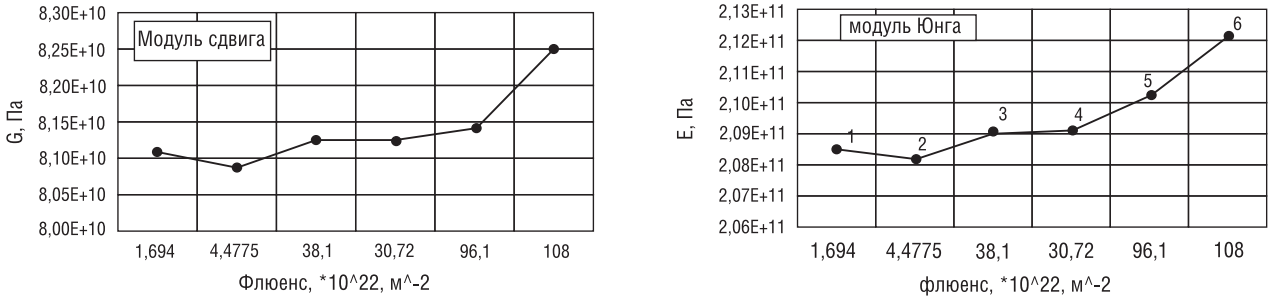


Рис. 5. Влияние флюенса нейтронов на упругие характеристики: а) модуль сдвига, б) модуль Юнга. 1, 2 – Хмельницкая (блок 1, выгрузка 3), 3, 4 – Кольская АЭС (блоки 1 и 2), 5, 6 – Нововоронежская (блоки 3 и 4)

$$G = C_t^2 * \rho$$

$$E = C_l^2 * \rho\,(1+\nu)(1-2*\nu)/(1-\nu)$$

$$\nu = (0.5* C_l^2 - C_t^2)/(C_l^2 - C_t^2)$$

где: G – модуль сдвига, E – модуль Юнга, ν – коэффициент Пуассона, ρ – плотность материала, Ct ,Ct – скорости продольной и сдвиговых волн, соответственно.

Скорость ультразвуковой волны C (м/с) при прохождении через исследуемый образец определяли по формуле:

$$C=2L/T$$

где: L – толщина образца, T – время распространения упругих волн в контролируемом образце.

Измерения осуществляли одним датчиком, работающем в режиме излучения и приема. Поэтому, при расчетах скорости пройденный путь удваивался. Результаты измерений упругих модулей представлены на рисунке 5.

Таким образом, показано, что упругие волны чувствительны к процессам, протекающим в материалах, подвергаемых радиационному облучению. Акустический метод может быть использован в качестве экспресс-метода для оценки необратимых изменений протекающих в материале конструкции корпуса.

Список литературы

Штромбах Я.И., Николаев Ю.А., Платонов П.А. Радиационный ресурс металла корпусов действующих ВВЭР. – Атомная энергия, 2005. т. 98. вып. 6. с. 460–472.

Николаев А.В., Николаев Ю.А., Кеворкян Ю.Р. Радиационное охрупчивание материалов корпусов ВВЭР-1000. – Атомная энергия, 2001, т. 90, вып. 5, с. 271–276.

Неразрушающий контроль: /Справочник/ Под редакцией В.В. Клюева. Т.3.- М.: Машиностроение, 2004. – 864 с.

Васильев В.Г., Углов А.Л., Хлыбов А.А. Акустический метод контроля состояния корпусов ВВЭР // Атомная энергия. – 2009. – Т. 106, вып. 1. – С. 31–35.

Хлыбов А.А., Васильев В.Г., Углов А.Л. Определение физико-механических характеристик образцов, подвергаемых радиационному облучению // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2007. – Т. 73. – № 12. – С. 46–49.

ПРОБЛЕМЫ ЭРОЗИОННО-КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА ТРУБОПРОВОДОВ АЭС

Аркадов Г.В., Бараненко В.И. , Потапов В.В. , Просвирнов А.А., Нафталь М.М.,
ОАО «ВНИИАЭС», Москва,
Гулина О.М.
ИАТЭ, Обнинск

Эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ) - наиболее распространенный механизм повреждения металла оборудования и трубопроводов, изготовленных из углеродистых сталей. Не все проблемы, связанные с ЭКИ, решены к настоящему времени. Одной из актуальных проблем ЭКИ, является оценка влияния отложений продуктов коррозии (ПК) на результаты эксплуатационного контроля при проведении ультразвуковой толщинометрии (УЗТ).

Характер изменений толщин стенок, фиксируемый при замерах толщин

Для количественной оценки влияния отложений продуктов коррозии проведен анализ данных эксплуатационного контроля толщин стенок гибов трубопровода питательной воды АЭС диаметром 273х16 мм с реакторной установкой ВВЭР-440 [1-4]. На одном гибе замеры проведены два раза, на другом три раза. В таблице 1 приведены данные о характере изменения толщин стенок для двух вариантов расчетов:

- В первом варианте определялось изменение толщин в период от ввода гиба в эксплуатацию до даты поведения контроля.
- Во втором варианте определялось изменение толщин стенок гибов в период между датами эксплуатационного контроля.

В первом варианте расчета изменение толщины определялись по отношению к номинальной толщине. Входной контроль толщин стенок не проводился. В качестве номинальной толщины принималось проектное значение, равное 16 мм. В результате обработки данных замеров для пяти эксплуатационных контролей было установлено, что:

- из общего количества замеров 1803 шт. в 870 замерах (48,2 % от общего количества замеров) зафиксировано уменьшение толщин по отношению к номинальной толщине;
- в 928 замерах (51,5 % от общего количества замеров) зафиксировано увеличение толщин по отношению к номинальной толщине;
- в 5 замерах (0,3 % от общего количества замеров) не зафиксировано изменение толщин по отношению к номинальной толщине.

В том случае, когда изменения толщин определялись по отношению к толщине предыдущего замера, было установлено, что:

- из общего количества замеров 1032 шт. в 439 замерах (42,5 % от общего количества замеров) зафиксировано уменьшение толщин при последующем замере по отношению к толщине при предыдущем замере;
- в 572 замерах (55,5 % от общего количества замеров) зафиксировано увеличение толщин при последующем замере по отношению к толщине при предыдущем замере;
- в 21 замере (2,0 % от общего количества замеров) не зафиксировано изменение толщин при последующем замере по отношению к толщине при предыдущем замере.

Проведенный анализ позволяет сделать выводы о том, что:

- при проведении первого эксплуатационного контроля фиксируются толщины меньшие, большие и равные номинальным толщинам стенок. Наличие толщин равных и больших номинальных толщин может определяться тем, что при замерах фиксируется совместная толщина неповрежденного металла и плотных влажных отложений продуктов коррозии;
- между датами эксплуатационного контроля изменения толщин происходит во всех точках, в которых проводятся замеры толщин. На части контролируемой поверхности фиксируется уменьшение толщины, на другой части контролируемой поверхности фиксируется увеличение толщины по отношению к толщинам предыдущих замеров или не фиксируется изменение толщины;
- уменьшение и увеличение толщин стенок элементов могут происходить в любой части контролируемой поверхности, поэтому при проведении эксплуатационного на участках подверженных ЭКИ замеры толщин стенок должны проводиться по всей поверхности элемента.

Таблица 1. Количество замеров с утонениями и «утолщениями» стенок гибов трубопроводов питательной воды типоразмером 273х16 мм, на АЭС с ВВЭР-440

Код гиба	Содержание хрома, %	Год	Утонилось		Не изменилось		Утолщилось		Количество замеров	
			шт.	%	шт.	%	шт.	%	шт.	%
06	0,08	1996	172	46,2	0	0	200	53,8	372	100
		2002	163	45,3	1	0,3	196	54,4	360	100
16	0,11	1995	197	50,0	1	0,3	196	49,7	394	100
		1996	166	48,7	2	0,6	173	50,7	341	100
		2000	172	51,2	1	0,3	163	48,5	336	100
Сумма, шт., %			870	48,2	5	0,3	928	51,5	1803	100
06	0,08	02-96	202	56,1	1	0,3	157	43,6	360	100
16	0,11	96-95	112	33,3	3	0,9	221	65,8	336	100
16	0,11	00-96	125	37,2	17	5,1	194	57,7	336	100
Сумма, шт., %			439	42,5	21	2,0	572	55,5	1032	300

Значения изменений толщин стенок по отношению к номинальной толщине

Для количественного определения значений утонений и утолщений стенок гибов по отношению к номинальной толщине рассчитана таблица 2 и построены графики, представленные на рисунках 1–4. Анализ этих данных позволяет сделать выводы о том, что:

- наименьшие значения толщин для гибов 02, 18, 30, 06 равны соответственно 12,87 мм, 13,74 мм, 12,61 мм, 12,95 мм, т.е. максимальные утонения не превышают 4 мм (25 % от номинальной толщины);
- наибольшие значения толщин для гибов 02, 18, 30, 06 равны соответственно 18,80 мм, 20,51 мм, 19,56 мм, 20,86 мм, т.е. максимальные увеличения толщин не превышают 5 мм (31,2 % от номинальной толщины), т.е. значения «утолщений» могут превышать значения утонений;
- средние значения толщин для гибов 02, 18, 30, 06 равны соответственно 15,62 мм, 16,90 мм, 15,92 мм, 16,28 мм, т.е. средние толщины отличаются от номинальных на величину, не превышающую 6 % номинальной толщины;
- значения утонений и «утолщений» стенок фиксируются во всех осевых сечениях, т.е. изменение толщины происходит на всей поверхности замеров толщин.

Значения изменений толщин стенок между датами эксплуатационного контроля

В таблицах 3, 4 и на рисунках 5–8 приведены значения минимальных, средних и максимальных разностей толщин стенок гиба 16-К в период между замерами в 1995–1996 гг. и 1996–2000 гг. по отношению к номинальной толщине.

Таблица 2. Значения средних, минимальных и максимальных толщин стенок гибов 02-К, 18-К, 30-К, 06-К в осевых сечениях

№	Гиб 02-К			№	Гиб 18-К			№	Гиб 30-К			№	Гиб 06-К		
	сред	мин	мак		сред	мин	мак		сред	мин	мак		сред	мин	мак
5	15,85	14,68	17,41	1	17,41	16,11	19,42	1	16,08	14,81	17,51	1	15,92	15,3	16,83
6	15,84	14,39	18,13	2	17,34	16,01	19,69	2	15,73	13,12	18,31	2	15,97	15,35	17,11
7	15,67	14,04	17,91	3	17,11	15,17	20,02	3	15,74	12,83	18,5	3	15,92	14,87	17,35
8	15,61	14,04	18,27	4	17,06	14,66	20,41	4	15,77	12,61	18,44	4	16,04	14,52	18,2
9	15,55	13,84	18,5	5	16,89	14,72	20,51	5	16,16	13,24	18,75	5	16,07	14,69	18,52
10	15,69	14,26	18,46	6	16,77	14,77	19,81	6	16,18	13,72	18,71	6	16,16	14,88	18,69
11	15,7	14,3	18,43	7	16,75	14,56	19,72	7	16,11	14	18,03	7	16,3	13,85	19,93
12	15,85	14,37	18,8	8	16,91	15,28	19,35	8	15,99	13,7	17,69	8	16,47	14,6	19,55
13	15,83	14,19	18,44	9	17,03	15,78	18,88	9	16,11	13,52	18,25	9	16,49	15,16	19,24
14	15,86	13,85	18,34	10	16,97	15,9	18,8	10	16,07	13,23	18,15	10	16,55	15,16	19,62
15	15,63	13,85	18,22	11	17,07	15,97	18,88	11	15,86	13,1	18,37	11	16,73	14,91	19,64
16	15,47	13,12	18,31	12	16,8	15,1	18,62	12	16,07	13,45	18,69	12	16,45	14,19	19,5
17	15,49	13,19	18,41	13	16,87	14,46	19,11	13	15,82	13,1	18,54	13	16,36	13,26	19,66
18	15,57	13,82	18,12	14	16,75	14,62	19,46	14	16,1	13,72	18,6	14	16,46	13,08	20,86
19	15,65	13,8	18,02	15	16,45	14,16	19,7	15	15,97	14	18,24	15	16,35	13,42	20,22
20	15,61	14,07	17,88	16	16,76	14,39	19,98	16	15,98	13,81	18,56	16	16,57	14,31	20,23
21	15,58	14,03	18	17	16,77	14,81	18,99	17	15,98	13,21	18,65	17	16,38	14,08	19,71
22	15,54	13,25	18,11	18	17	15,17	18,68	18	15,96	13,38	18,65	18	16,41	14,41	19,35
23	15,47	13,6	18,13	19	16,93	15,39	18,35	19	15,6	13,13	18,69	19	16,66	14,72	19,25
24	15,44	13,13	18,18	20	16,99	15,5	18,88	20	15,61	12,82	18,86	20	16,52	14,76	18,95
25	15,38	12,87	18,12	21	16,81	14,77	18,58	21	16,02	13,26	19,56	21	16,8	14,35	19,59
26	15,42	13,5	17,85	22	16,54	14,2	19,64	22	15,63	13,61	19,28	22	16,44	13,31	19,08
27	15,55	13,72	17,54	23	16,75	13,74	19,62	23	16,01	13,95	18,38	23	16,38	13,18	19,05
Ср	**15,62**	14,05	18,15	24	16,57	14,1	19,24	24	15,96	14,33	17,85	24	16,23	12,95	19,11
Min	15,38	**12,87**	17,41	25	17,08	15,76	18,15	25	15,74	13,51	17,54	25	16,49	13,13	19,83
Max	15,86	14,68	**18,8**	26	16,94	16,06	18,07	26	15,76	13,26	17,73	26	16,29	13,61	19,03
Раз	**1,556**	1,21	2,25	Ср	**16,9**	15,04	19,25	Ср	**15,92**	13,48	18,41	27	16,58	14,66	18,99
Раз	0,743	**0,48**	1,18	Min	16,45	**13,74**	18,07	Min	15,6	**12,61**	17,51	28	16,46	14,77	18,39
Отн.	0,472	0,392	**0,539**	Max	17,41	16,11	**20,51**	Max	16,18	14,81	**19,56**	29	16,5	15,07	18,66
				Раз	**2,69**	1,89	3,6	Раз	**2,73**	1,69	4,78	30	16,53	15	18,15
				Раз	1,34	**0,85**	2,15	Раз	1,52	**0,82**	3,22	31	16,23	14,49	18,65
				Отн.	0,5	0,35	**0,64**	Отн	0,557	0,485	**0,674**	Ср	**16,38**	14,32	19,06
												Min	15,92	**12,95**	16,83
												Max	16,8	15,35	**20,86**
												Раз	**3,137**	2,42	5,33
												Раз	1,605	**0,99**	3,03
												Отн.	0,504	0,376	**0,62**

Таблица 3. Значения разностей толщин стенок по замерам 1995–1996 гг. в окружном направлении, мм

№	Значения разностей толщин $\Delta S_{21}^{i,j}$ стенки в часах и сечениях, мм												Знач. величин, мм		
													$\Delta S_{21}^{ср}$	$\Delta S_{21}^{мин}$	$\Delta S_{21}^{мак}$
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16
Ср.	0,071	0,09	0,098	0,076	-0,002	0,056	0,09	0,098	0,049	0,094	-0,174	0,096	**0,05**	-0,55	0,56
Мин.	-0,23	-0,32	-1,02	-0,31	-0,63	-2,12	-0,2	-0,24	-0,77	-0,21	-0,98	-0,87	-0,06	**-2,12**	0,16
Мак.	0,45	1,15	0,9	0,33	0,56	1,63	0,93	0,86	0,41	0,57	0,45	1,48	0,22	-0,13	**1,63**

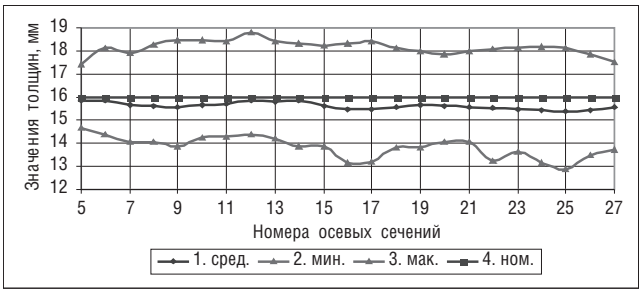


Рис. 1. Значения средних, минимальных и максимальных толщин стенки в осевых сечениях гиба 02-К

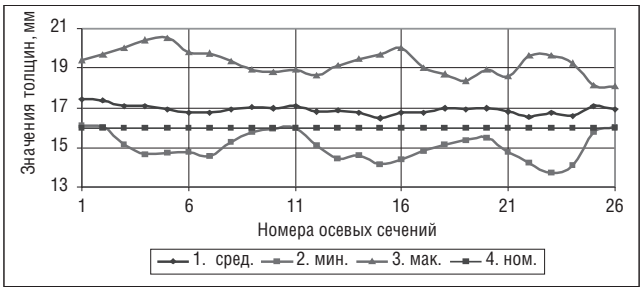


Рис. 2. Значения средних, минимальных и максимальных толщин стенки в осевых сечениях гиба 18-К

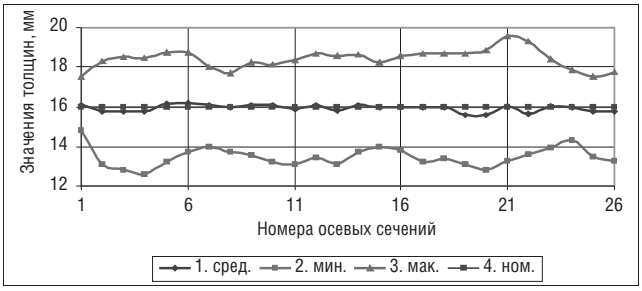


Рис. 3. Значения средних, минимальных и максимальных толщин стенок в осевых сечениях гиба 30-К

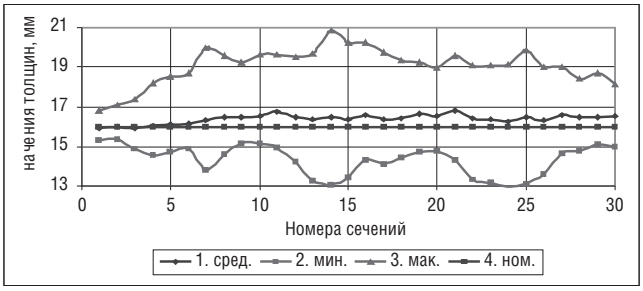


Рис. 4. Значения средних, минимальных и максимальных толщин в осевых сечениях гиба 06-К

Таблица 4. Значения разностей толщин стенок по замерам 1996–2000 гг. в окружном направлении, мм

№	Значения разностей толщин $\Delta S_{21}^{i,j}$ стенки в часах и сечениях, мм												Значение разностей толщин		
													$\Delta S_{21}^{ср}$	$\Delta S_{21}^{мин}$	$\Delta S_{21}^{мак}$
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**14**	**15**	**16**
Ср.	-0,019	0,025	0,115	0,038	-0,069	-0,067	-0,1	0,088	0,04	-0,005	-0,003	-0,068	**0,002**	-0,70	0,56
Мин.	-1,07	-0,57	-0,34	-0,83	-1,09	-1,16	-1,2	-0,75	-1	-0,95	-0,91	-1,28	-0,27	**-1,28**	0,16
Мак.	0,5	0,22	0,43	0,61	0,58	1,39	0,9	0,86	0,97	0,29	1,93	1,03	0,19	-0,19	**1,93**

Анализ таблиц 3, 4 и графиков, представленных на рисунках 5–6 позволяет сделать следующие выводы:

- в каждом из 28 сечений, в которых проводятся замеры толщин, фиксируются меньшие и большие по отношению к номинальной толщине значения толщин; это означает, что в каждом сечении происходят процессы формирования отложений продуктов коррозии (ПК);
- среднее значение увеличения толщины («утолщение») в период 95–96 гг. и в период 96–00 гг. — составляет 0,56 мм. Минимальное утолщение в период 95–96 гг. и в период 96–00 гг. — составляет 0,16 мм. Максимальное утолщение в период 95–96 гг. составило 1,63 мм, в период 96–00 гг. — составило 1,93 мм;
- среднее значение уменьшения толщины (утонение) в период 95–96 гг. составляет 0,55 мм, в период 96–00 гг. — 0,70 мм. Минимальное значение утонения в период 95–96 гг. составляет 0,13 мм, в период 96–00 гг. — 0,19 мм. Максимальное утонение в период 95–96 гг. составило 2,12 мм, в период 96–00 гг. — 1,28 мм. Утонение за один год на 2,12 мм можно объяснить, что произошел смыв отложений;
- на результаты расчетов скоростей ЭКИ между датами эксплуатационных контролей значительное влияние могут оказывать отложения продуктов коррозии;
- средние значения изменения толщин в 95–96 гг. составило 0,05 мм, в 96–00 — 0,002, что свидетельствует о том, что интенсивность процессов утонения и утолщения примерно одинакова в разные периоды эксплуатации;
- четкой корреляция между длительностью между датами замеров и величинами утонений и «утолщений» не фиксируется.

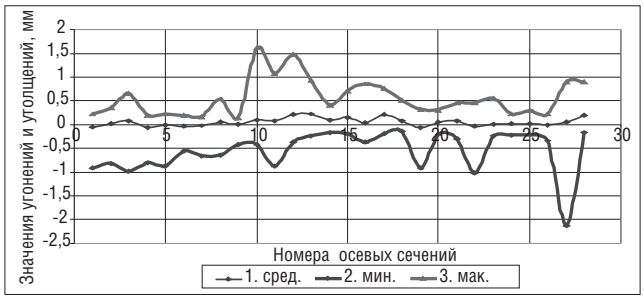


Рис. 5. Значения средних, минимальных и максимальных толщин стенок по замерам 1995-1996 гг. в осевом направлении, мм

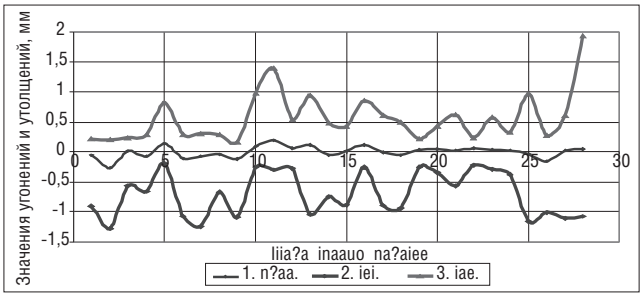


Рис. 6. Значения средних, минимальных и максимальных толщин стенок по замерам 1996-2000 гг. в осевом направлении, мм

О расчете скорости ЭКИ

Важной проблемой ЭКИ является разработка методики по расчету скорости ЭКИ на основе данных эксплуатационного контроля. На текущий момент в отрасли отсутствуют утвержденные к применению нормативные документы, позволяющие рассчитывать скорость утонения и длительность эксплуатации трубопроводов, подверженных ЭКИ, на основе данных эксплуатационного контроля. Это сдерживает использование уже разработанных нормативных документов по расчету минимально допустимых толщин стенок, методик проведения эксплуатационного контроля и других нормативных документов.

Утонение стенок происходит с определенной скоростью, различной в разные периоды эксплуатации. В работе известного специалиста по коррозии Г.В. Акимова отмечается, что «в ходе любого коррозионного процесса нельзя ожидать обратного восстановления продуктов коррозии в металл, кривая *коррозия-время* может быть только восходящей кривой, не имеющей ни максимумов, ни минимумов» [5].

Если применительно к трубопроводам АЭС эта закономерность нарушается на одном и том же элементе трубопровода, то причиной нарушения является то, что при эксплуатационном контроле фиксируется совместная толщина неповрежденного металла и отложений продуктов коррозии. В таблицах 5, 6 и на рисунках 7 и 8 приведены графики, отражающие возможные варианты изменений утонений стенок трубопроводов и скоростей ЭКИ при увеличении длительности эксплуатации. При составлении таблицы и построении графиков, представленных на рисунке 7, значения величин условно рассматриваются для двух диапазонов времени и четырех вариантов изменения толщин. Первый диапазон охватывает длительность эксплуатации с начала эксплуатации до 9 лет, в течение которого утонение стенки для четырех вариантов происходит по степенному закону. Второй диапазон охватывает длительность эксплуатации от 9 до 15 лет, в течение которого утонение происходит по четырем разным вариантам:

- Первый вариант предполагает утонение по степенному закону.
- Второй вариант предполагает утонение по линейному закону.
- Третий вариант предполагает, что утонение не происходит.
- Четвертый вариант предполагает, что утонение уменьшается.

Таблица 5. Возможные варианты утонений стенок трубопроводов за счет ЭКИ при увеличении интервала времени

№ вар.	Значения утонений стенок трубопроводов, мм															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	0,00	1,07	2,00	2,83	3,43	3,97	4,43	4,87	5,13	5,43	5,67	5,83	5,93	6,07	6,10	6,13
2	0,00	1,18	2,11	2,94	3,54	4,08	4,54	4,98	5,24	5,60	5,78	5,96	6,15	6,33	6,51	6,70
3	0,00	0,96	1,89	2,72	3,32	3,86	4,32	4,76	5,02	5,32	5,56	5,56	5,56	5,56	5,56	5,56
4	0,00	0,85	1,78	2,61	3,21	3,75	4,21	4,65	4,91	5,21	5,03	4,74	4,30	3,74	3,09	2,20

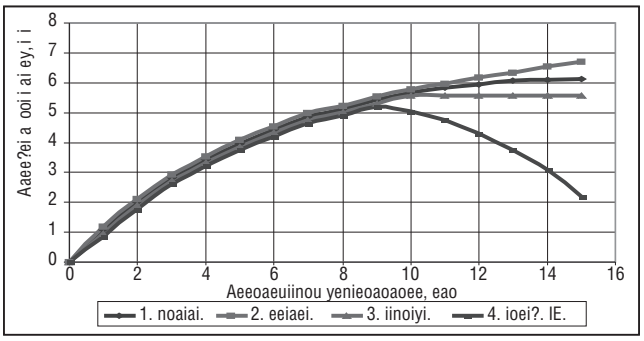


Рис. 7. Различные варианты утонений стенок трубопроводов при увеличении интервала времени

Характер изменения утонений для третьего и четвертого вариантов расчетов в диапазоне от 9 до 15 лет определяется формированием отложений ПК, толщина которых фиксируется совместно с толщиной неповрежденного металла.

Расчеты скорости ЭКИ проводятся для неповрежденного металла. Рассчитывается два значения скорости: средняя скорость ЭКИ W_1 и промежуточная скорость ЭКИ W_2 [6,7].

Среднее значение скорости рассчитывается для диапазона времени от даты ввода элемента трубопровода в эксплуатацию до даты проведения эксплуатационного контроля:

$$W_1 = \Delta S_{утн.1} / \Delta\tau_1 \ (1) \text{ , где}$$

W_1 – средняя скорость, мм/год,

$\Delta S_{утн1}$ – максимальное утонение, мм.

$\Delta\tau_1$ – длительность эксплуатации, лет.

Промежуточная скорость рассчитывается для диапазона времени между датами предыдущего и последующего эксплуатационных контролей

$$W_2 = \Delta S_{утн.2} / \Delta\tau_2 \ (2), \text{ где}$$

W_2 – промежуточная скорость, мм/год,

$\Delta S_{утн2}$ – промежуточное утонение, мм.

$\Delta\tau_2$ – промежуточная длительность эксплуатации, лет.

С использованием уравнения (1) были рассчитаны значения средних скоростей, значения которых приведены в таблице 6 и на рисунке 8. Анализ значений скоростей позволяет сделать следующие выводы:

- с увеличением длительности эксплуатации значения средней скорости ЭКИ для первого и второго диапазона длительности эксплуатации уменьшаются. В том случае, когда наименьшие значения толщин равны или больше номинальных, значения средних скоростей ЭКИ равны нулю или имеют отрицательную величину. Из таблицы 1 следует, количество точек замеров, в которых минимальные толщины равны или больше номинальных составляет примерно 50 %.
- результаты расчетов промежуточных значений скоростей ЭКИ показывают, что значения средних и промежуточных скоростей ЭКИ значительно отличаются особенно в тех случаях, когда расчеты проводятся не для начального периода эксплуатации. В первые годы эксплуатации значения средних и промежуточных скоростей ЭКИ соизмеримы.

- на значения промежуточных скоростей значительное влияние оказывают отложения продуктов коррозии. Для второго диапазона длительности эксплуатации для варианта 3 промежуточные значения скорости ЭКИ равно нулю, для варианта 4 промежуточные значения скорости имеют отрицательное значение.

Таблица 6. Значений средних скоростей ЭКИ при увеличении длительности эксплуатации трубопровода

№ вар.	Значения утонений стенок трубопроводов, мм															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	0,0	1,07	1	0,943	0,858	0,794	0,738	0,696	0,641	0,603	0,567	0,53	0,494	0,467	0,436	0,409
2	0,0	1,18	1,055	0,98	0,885	0,816	0,757	0,711	0,655	0,616	0,578	0,544	0,515	0,488	0,467	0,447
3	0,0	0,96	0,945	0,907	0,83	0,772	0,72	0,68	0,628	0,591	0,556	0,505	0,463	0,428	0,397	0,371
4	0,0	0,85	0,89	0,87	0,803	0,75	0,702	0,664	0,614	0,579	0,503	0,431	0,358	0,749	0,221	0,147

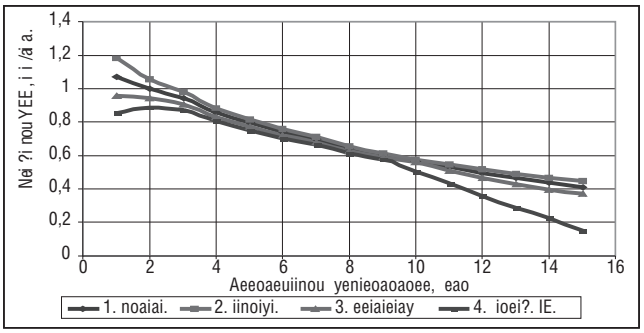


Рис. 8. Различные варианты утонений стенок трубопроводов при увеличении интервала времени.

Использование компьютерных кодов и программных средств для расчета ЭКИ

Для управления процессом ЭКИ необходимо иметь компьютерные коды (в отечественной терминологии программные средства), позволяющие рассчитывать скорость ЭКИ и проводить прогнозные расчеты по определению длительность эксплуатации элементов оборудования и трубопроводов, подверженных ЭКИ.

В РФ для расчета ЭКИ в 2003–2009 гг. разработаны программные средства (ЭКИ-02, ЭКИ-03, РАМЭК-1), которые являются аналогами зарубежных компьютерных кодов, и аттестованы в надзорных органах [8-12].

В докладе обсуждаются проблемы, связанные с разработкой нормативной документации, использованием ПС на АЭС при пуске блоков, рассчитанных на более длительные сроки эксплуатации, чем ранее вводимые, и др.

Заключение

1. При проведении ультразвуковой толщинометрии плотные влажные отложения продуктов коррозии фиксируются совместно с толщиной неповрежденного металла. Необходимо изучить закономерности формирования отложений и учета их влияния на результаты эксплуатационного контроля.

2. Между датами эксплуатационных контролей изменение толщины стенки фиксируется в каждой из точек, в которой проводятся замеры толщин. Анализ результатов замеров толщин в одних тех же точках замеров позволяет выявить закономерности формирования и смыва отложений продуктов коррозии и разработать рекомендации по учету их влияния на результаты контроля.

3. В настоящее время в отрасли отсутствует нормативный документ, определяющий процедуру расчета скорости ЭКИ на основе использования результатов эксплуатационного контроля. Это сдерживает использование на АЭС уже разработанных руководящих документов, методических указаний и методик. Необходимо разработать такой документ.

4. Для использования аттестованных программных средств по расчету скорости ЭКИ и проведению прогнозных расчетов необходимо представление результатов эксплуатационного контроля толщинометрии на электронных носителях, а также сбор данных по режимным параметрам, показателям ВХР, химическому составу металла, геометрическим характеристикам элементов трубопроводов и другим факторам.

5. Использование программных средств необходимо для проведения обоснованных расчетов средних и промежуточных скоростей ЭКИ и прогнозных расчетов.

Список источников

1. Каплан Ю. Новая модель эрозии-коррозии и ее оценка. Совещание рабочей группы в SUJB. Прага 7–8 нояб. 2002. 14 с.

2. Ruscak M., Kaplan J., Kadeka P. Complex Approach to the Lifetime Evaluation of WWER Secondary Piping due to Erosion-Corrosion. IAEA Specialists Meeting on Erosion/Corrosion of Nuclear Power Plant Components. Vladimir, Russia Federation, September 13–16, 1999. 9 p.

3. Kaplan J. New E-C Model, and Assessment. Division of Integrity and Technical Engineering Nuclear Research Institute Rez. Workshop at SUJB, Prague, Czech Republic/ 7–8 November, 2002. 22 p.

4. Marek Postler, Jiri Kaplan. Influence of power update on FAC of the secondary circuit piping in Czech and Slovac NPPs. International conference on Flow-Accelerated Corrosion March 18–20, 2008- Lion, France.13 p.

5. Акимов Г.В. Основы учения о коррозии и защите металлов. ГНТИЛ по черной и цветной металлургии. М. 1946. 440 с.

6. Erosion-corrosion in power plant piping systems calculation code for predicating wall thinning, / Kastner W., Erve V., Henzel V., Stellway B. // Proceed, specialists meeting organized by the Inter, Atomic Energy Agency and held in Vienna, 12–14 Sept, 1988, – IAEA Vienna, 1990. — P. 49–59.

7. Thinned Pipe Management Program of Korean NPPs. S.H. Lee, T.R. Kim, S.C. Jeon, K.M. Hwang. Trans. of the 17th Inter. Conf. on Structure Mech. in Reactor Technology (SmiRT 17) Prague, Czech Republic. August 17–22, 2003. P. 1–8.

8. Регистрационный паспорт аттестации ПС ЭКИ-02 № 165 от 19.09.2003 г.

9. Регистрационный паспорт аттестации ПС ЭКИ-03 № 202 от 23.06.2005 г.

10. Регистрационный паспорт аттестации РАМЭК-1 № 264 от 23.06.2009 г.

11. Нормы допустимых толщин элементов трубопроводов из углеродистых сталей атомных станций РД ЭО 0571-2006. 44 с.

12. Бараненко В.И., Янченко Ю.А. Решение проблем снижения эрозионно-коррозионного износа оборудования и трубопроводов на зарубежных и отечественных АЭС. Теплоэнергетика № 5. 2007 г. С. 12–19.

ОБРАЗЦЫ-СВИДЕТЕЛИ КАК ОСНОВА ДЛЯ АДЕКВАТНОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ КОРПУСОВ ЯДЕРНЫХ РЕАКТОРОВ

Максимов О.Б., Петров В.В.
ОАО «Ижорские заводы», Санкт-Петербург

Введение

Корпус реактора (КР) является основным незаменяемым оборудованием и его состояние определяет сроки эксплуатации АЭС. Контроль состояния металла КР в течении всего назначенного срока службы является одним из важнейших условий обеспечения безопасности эксплуатации реакторов. Основным фактором, лимитирующим срок службы корпуса, является изменение исходных механических свойств под действием нейтронного облучения, проявляющееся в понижении трещиностойкости и повышении температуры хрупковязкого перехода, что повышает вероятность хрупкого разрушения КР и, тем самым, ограничивает его ресурс. Механические свойства конструкционных сталей оказывают решающее влияние на ресурс эксплуатации, возможны следующие способы выполнения их контроля [1]:

- по образцам-свидетелям (ОС) – данный способ наиболее доступен и близок, из всех возможных способов контроля разрушающими методами, к реальному состоянию металла корпуса реактора, но ввиду ограниченности объема ОС, появляются определенные трудности с распространением результатов их испытаний применительно ко всему корпусу;
- по вырезкам образцов из металла оборудования – данный способ максимально соответствует реальному состоянию металла оборудования, но отбор образцов для механических испытаний из действующих корпусов сосудов давления практически не возможен, а если и возможен, то приводит к дополнительному повреждению и ослаблению конструкции;
- контроль неразрушающими методами по твердости – данный метод позволяет оценить лишь состояние наружного поверхностного слоя металла конструкции, которое по химическому составу, механическим свойствам и воспринимаемому нейтронному потоку существенно отличается от внутренних слоев, и тем самым не может рассматриваться как серьезная альтернатива первым двум вариантам получения данных. Применение данного метода носит исключительный характер при отсутствии возможности реализации прочих мероприятий, или же может использоваться как факультативный метод, для получения дополнительных сведений.

Таким образом, осуществление контроля за состоянием металла КР в течение всего назначенного срока службы, реализуемого с помощью программы ОС, является наиболее доступным решением задачи обеспечения надежной работы корпусов ядерных реакторов — одной из важнейших в комплексе вопросов безопасности АЭС.

Ввиду сложности проблемы разработки и уточнения моделей для прогнозирования радиационных изменений корпусных сталей, в том числе и при помощи программ ОС путем их совершенствования, данный вопрос постоянно находится в центре внимания специалистов ряда организаций НИЦ «Курчатовский институт», ОАО ОКБ «Гидропресс», ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей», ОАО «Ижорские заводы».

Радиационные изменения корпусных сталей

Несмотря на большие успехи и объемы исследований в области радиационного материаловедения, в настоящее время нельзя сказать, что закономерности радиационного охрупчивания корпусных сталей до конца изучены (если рассматривать вопрос с позиции проектного и запроектного ресурса РУ). Опыт эксплуатации показывает, что существующие нормативные зависимости не всегда консервативно описывают закономерности радиационного охрупчивания материалов корпусов ВВЭР.

Прочность и ресурс конструкции с учетом радиационных повреждений обеспечивается учетом реальных механических (прочностных) свойств материала, которые он приобретает в процессе облучения.

Среди основных факторов, влияющих на упрочнение и охрупчивание корпусных сталей под облучением можно выделить химический состав, температуру облучения, флюенс, плотность потока и параметры спектра быстрых нейтронов (влияние эффекта флакса). Физическая природа радиационного повреждения металла подробно изложена во многих исследовательских работах. В настоящее время нет единой теории, которая позволила бы связать и объяснить экспериментальные данные о радиационной повреждаемости корпусных материалов, накопленные более чем за 30 лет исследований.

Определенные сложности при изучении радиационных изменений конструкционных материалов связаны с неизбежным разбросом получаемых данных, что ставит перед исследователями дополнительные вопросы о предположении существования различных зависимостей деградации от флюенса [2].

Что касается опыта изучения изменения характеристик корпусных материалов на ОС, то основные сложности данного вопроса заключаются в применении полученных результатов к реальному оборудованию, из-за разброса данных. Причинами разброса данных могут быть следующие факторы:

- неоднородность химического состава;
- неоднородность структуры, обусловленная технологией производства;
- факторы, связанные с проведением испытаний, вносящие систематические ошибки.

При решении вопросов представительности образцов-свидетелей по отношению к металлу корпуса реактора необходимо отдавать себе отчет, что наши знания на данном этапе изучения проблемы не позволяют достаточно точно описать реальные процессы возникновения и развития механизмов радиационного охрупчивания, тем самым возлагается повышенная ответственность на проектантов, так как искусство проектирования состоит именно в том, чтобы находить правильные решения при недостаточном объеме имеющейся информации.

Особенности современных программ ОС

Главной задачей программ ОС является подтверждение работоспособности в течение назначенного срока службы, иными словами консервативности принятых данных о материале, использованных на этапе проектирования для установления назначенного срока службы

корпуса реактора [3]. Попутно решается не менее важная задача совершенствования и повышения надежности моделей радиационного охрупчивания материалов корпусов реакторов.

Программы образцов-свидетелей непрерывно совершенствовались вследствие изменения проектов КР и в результате накопления знаний о радиационном изменении свойств конструкционных материалов, в том числе и благодаря опыту исследований образцов-свидетелей. В соответствии с последними версиями программ ОС, основной идеей повышения достоверности данных получаемых от испытания ОС является реализация мероприятий позволяющих добиться максимального сходства условий облучения ОС и металла корпуса реактора. Так на отдельных блоках ВВЭР-1000 в настоящее время реализуется программа смешанного размещения образцов – на выгородке и на внутренней поверхности КР одновременно. Испытания натурных моделей контейнеров, выполненные на ОАО «Ижорские заводы», показали их работоспособность в условиях действия циклических нагрузок [4]. Использование данного принципа заложено и в основу программы ОС АЭС-2006 и подтверждено расчетами, так же выполненными ОАО «Ижорские заводы».

Проект АЭС-2006 является результатом многих технических решений в направлении эволюционного развития ВВЭР-1000[3]. Увеличение до 60 лет срока эксплуатации реакторной установки, повышение на 10^0С температуры теплоносителя в первом контуре, значительное снижение плотности потока быстрых нейтронов на стенку корпуса реактора, в том числе за счет увеличения водяного зазора, потребовали дальнейшего, по сравнению с последними версиями, усовершенствования программы ОС.

Ввиду наличия исследований, предполагающих наличие влияния эффекта флакса на повреждаемость корпусов реакторов водо-водяного типа, определенный интерес вызывает гарантированность идеи снижения охрупчивания корпусных материалов путем увеличения водяного зазора. Исследование данных процессов при ускоренном облучении не представляется возможным, тем самым возрастает актуальность исследования закономерностей повреждения материалов на корпусах новых энергетических реакторов, отличающихся низкой радиационной нагрузкой [2].

Путем оптимизации компоновки облучаемых ОС, выполнена унификация контейнерных сборок, что позволило вдвое увеличить число облучаемых комплектов без увеличения объема облучаемых образцов. Создана модульная система программы образцов-свидетелей. Каждый модуль – минимальный элемент, который можно выгружать за одну операцию извлечения образцов. В программе образцов-свидетелей АЭС-2006 – это одна контейнерная сборка. Такое изменение позволяет гибко использовать облучаемые в программах образцов-свидетелей образцы для сопровождения 60-летней эксплуатации [3].

Значительно расширен состав и номенклатура температурных комплектов.В большинстве случаев оценить термическое охрупчивание материала по результатам испытаний облученных образцов весьма затруднительно. В первую очередь это связано с тем, что данный процесс зависит от времени, причем эта зависимость является не монотонной [5]. Так, помимо традиционных, для

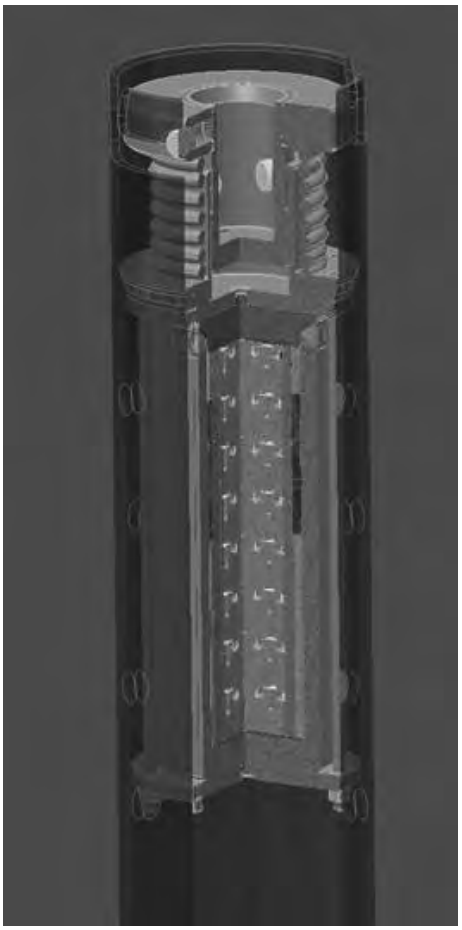


Рис. 1. Облучаемая сборка ОС.

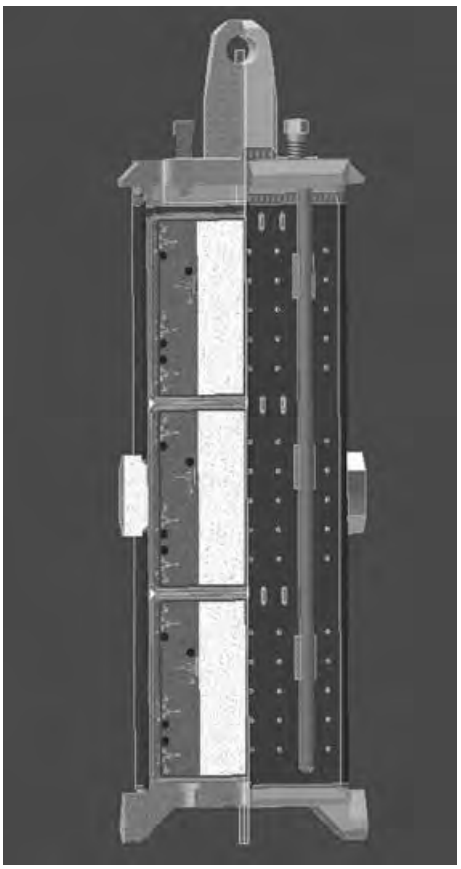


Рис. 2. Температурная сборка ОС.

данных комплектов, материалов элементов корпуса реактора, работающих при температуре теплоносителя на выходе из активной зоны – основной металл от верхней обечайки зоны патрубков и сварное соединение имитирующее шов приварки фланца к верхней обечайке зоны патрубков и верхней и нижней обечаек зоны патрубков, сюда включены материалы облучаемых элементов корпуса. Такой подход позволит помимо контроля изменения свойств тех элементов корпуса, которые являются критичными с точки зрения длительных температурных воздействий [3], выделить время эксплуатации, в течение которого изменение свойств под воздействием температуры описывается функцией с максимумом, и определить момент, когда вкладом теплового старения в радиационное охрупчивание можно пренебречь.



Рис. 3. Комплектность ОС для корпуса реактора НВАЭС-2 блок 1.

Для снижения разброса данных и тем самым повышения информативности образцов-свидетелей по отношению к металлу корпуса реактора выполнены следующие мероприятия, реализуемые на стадии изготовления образцов-свидетелей:

- вырезка заготовок образцов производится из металла, удаленного не менее чем на 100-120 мм от торца заготовки обечайки подвергаемой термообработке. Даннаямера способствует снижению влияния различий скорости охлаждения в процессе термической обработки в различных зонах обечаек;
- вырезка заготовок происходит из двух слоев по толщине заготовки, таким образом снижается возможный разброс данных, вызванный различиями химического состава и структуры по толщине сварного шва или обечайки;
- в один из контрольных комплектов включены образцы, вырезанные из разных зон металла элементов корпуса в азимутальном направлени, для оценки распределения изменения химического состава и свойств основного металла и сварного шва в исходном состоянии.

В ходе изготовления ОС для КР НВ АЭС-2 блок 1 реализован ряд мероприятий по совершенствованию программы обеспечения качества:

- использована маркировка образцов, позволяющая однозначно идентифицировать блок к которому они относятся;
- в состав эксплуатационной документации предполагается включить конкретную схему вырезки заготовок образцов. Маркировка образцов содержит необходимую и достаточную информацию для идентификации места вырезки заготовок из поковки или сварной пробы.
- для облегчения определения флюенса, под действием которого находился образец в облучаемых комплектах, в эксплуатационную документацию предполагается включить схемы фактического расположения образцов в облучаемых контейнерах.

На основе принципов, заложенных в программе ОС АЭС-2006, складываются условия для проработки вопросов изготовления и комплектования ОС для перспективных КР Ростовской АЭС блок 3 и Балтийской АЭС блок 2. Основная особенность конструкции данных КР заключается в том, что в районе активной зоны расположены не три, а два конструктивных элемента с одним сварным швом. На всех эксплуатируемых корпусах ВВЭР в настоящее время в районе активной зоны расположены и соответственно находятся под облучением следующие элементы: нижняя обечайка активной зоны, сварной шов №2, верхняя обечайка активной зоны, сварной шов №3 и опорная обечайка. Благодаря реализации определенным производственных мероприятий, теперь появилась технологическая возможность объединения верхней и нижней обечаек активной зоны в одну обечайку активной зоны, что позволило на перспективных корпусах ВВЭР ограничиться в районе активной зоны лишь двумя обечайками (обечайкой активной зоны и опорной обечайкой) и одним сварным швом №3.

Таким образом, появляется возможность укомплектования ОС облучаемых комплектов металлом обоих обечаек и одного сварного шва, находящихся под облучением. Для реализации данной идеи предстоит принять ряд решений:

1. В целях укомплектования облучаемых контейнерных сборок металлом обоих обечаек, с сохранением референтности их конструкции, необходимо пересмотреть требуемый состав ОС. Данный вопрос можно решить либо путем сокращения числа отдельных образцов, с возможностью их последующего изготовления путем реконструкции из разрушенных, либо путем сокращения общего числа комплектов облучаемых ОС;

2. Необходимо вновь сформулировать основные требования к местам вырезки заготовок образцов. Так например, в настоящее время имеется некоторая неопределенность: ОС отбираются с одного торца по высоте, на который ставится тепловой барьер, тогда как в зону облучения попадают торцы обоих обечаек, на которые тепловые барьеры не ставились.

Выводы

Программа образцов-свидетелей АЭС-2006 представляет собой эволюционное развитие последних версий программ ОС сопровождающих КР АЭС «Тяньвань», АЭС «Куданкулам». При разработке данной программы были учтены особенности изготовления КР, а так же отражены современные знания и достижения в области изучения радиационных изменений корпусных сталей.

Помимо основного своего назначения по осуществлению контроля за состоянием металла КР в процессе эксплуатации, следует ожидать, что реализация данной программы позволит:

- исследовать закономерности повреждения корпусных материалов в условиях пониженной радиационной нагрузки;
- при необходимости уточнить процедуры оценки распределения свойств в крупногабаритных деталях и сварных швах корпуса реактора для определения

характеристик исходного состояния, которые могут быть использованы для оценки остаточного ресурса корпуса реактора в период эксплуатации;
- на основании результатов исследований ОС дополнить массив данных, способствующий более корректному построению модели радиационного охрупчивания материалов КР ВВЭР-1200.

Реализация и дальнейшее развитие данной программы ОС по отношению к перспективным КР, ставит перед проектировщиками новые задачи, решение которых будет являться гарантированным залогом надежной и безопасной эксплуатации новых АЭС.

Список литературы

1. Гетман А.Ф. Ресурс эксплуатации сосудов и трубопроводов АЭС. — М.Энергоатомиздат. 2000. — 427с.

2. А.Д. Амаев, Е.А. Красиков, В.А. Николаенко. Исследования кинетики деградации металла корпуса реактора атомного ледокола «Ленин». Труды десятой международной конференции по атомной энергетике, т.2. — Россия, 2008. С. 58–67.

3. Чернобаева А.А., Николаев Ю.А., Комолов В.М., Банюк Г.Ф., Минеева И.А., Бакалдин В.И., Петров В.В. – Оптимизация программы образцов свидетелей для АЭС-2006. — ж. Атомная энергия, т.107, вып. 1, Июль 2009.

4. А.Б. Боринцев, В.Г. Федосов. Особенности оценки ресурса контейнеров с образцами-свидетелями корпуса реактора типа ВВЭР. – ж. Тяжелое машиностроение, №7, июль 2009.

5. Б.З. Марголин, В.А. Николаева, Е.В. Юрченко, Ю.А. Николаев, Д.Ю. Ерак, А.В. Николаева. – Новый подход к описанию охрупчивания материалов корпусов реакторов ВВЭР-1000 в процессе эксплуатации. – ж. Проблемы прочности, №1, 2010.

ОСОБЕННОСТИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ ШПИЛЕК ТУРБОАГРЕГАТОВ БИЛИБИНСКОЙ АЭС

Воронков И.В., Воронкова Л.В.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

Шпильки крепежа энергооборудования работают в жестких условиях, при больших температурах и нагрузках, поэтому требования, предъявляемые к браковочным критериям, достаточно высоки. Наибольшую опасность представляют поперечные трещины, ослабляющие рабочее сечение шпильки. При разработке стандартного образца предприятия были заложены отражатели, имитирующие такие трещины (рис. 1) для шпилек турбоагрегатов диаметрами М80, М72, М 62, М56, сталь перлитного класса. Скорость поперечной волны составляла 3230 м/с, продольной – 5940 м/с. Глубина паза, изменялась от 2,6 до 4 мм, длина составляла 20 мм, ширина – 1,6 мм. Отношение сигнал/шум для всех преобразователей по эхосигналу от пазов находилось в пределах 12–22 дБ.

Из внутренних дефектов наибольшую опасность представляют поперечные трещины, ослабляющие рабочее сечение шпильки. Для выявления таких трещин используется эхо-метод контроля с применением прямых преобразователей и сканированием по торцу шпильки. Сканирование по торцу шпильки было затруднено из-за наличия на торце конструктивного сверления, что уменьшало площадь контактной поверхности. Именно по этой причине в ходе выполнения работ были сконструированы и изготовлены специализированные прямые совмещённые и раздельно-совмещённые ультразвуковые преобразователи с уменьшенной контактной поверхностью (8 мм), позволяющие выполнять контроль с торца шпильки при ширине поверхности сканирования около 10 мм (рис. 2).

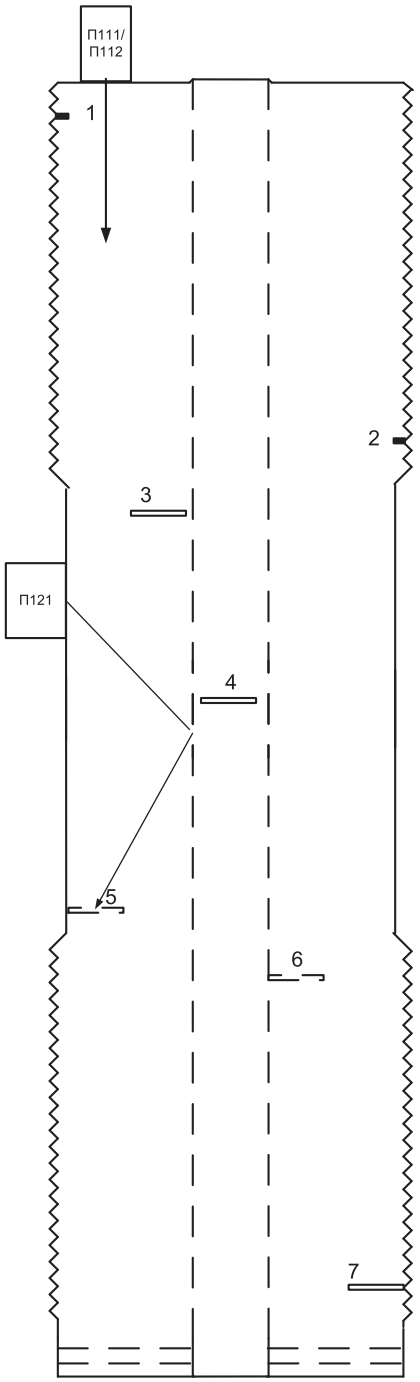


Рис. 1. Отражатели типа «паз» для настройки чувствительности, скорости развертки и глубиномера дефектоскопа при УЗК преобразователями: П111-5К8; П112-5-12/2 – с торцевой части, П121-2,5-60 по образующей.

При сканировании прямым совмещённым преобразователем по торцу шпильки под контактной поверхностью располагается ближняя зона преобразователя (13 мм), зона неуверенного контроля.

Чтобы проконтролировать эту область шпильки, в методику был введён контроль раздельно-совмещённым преобразователем П112-5,0-12/2, позволивший получать информацию о несплошностях в ближней зоне



Рис. 2. Прямой преобразователь типа П 111-5,0- К8.

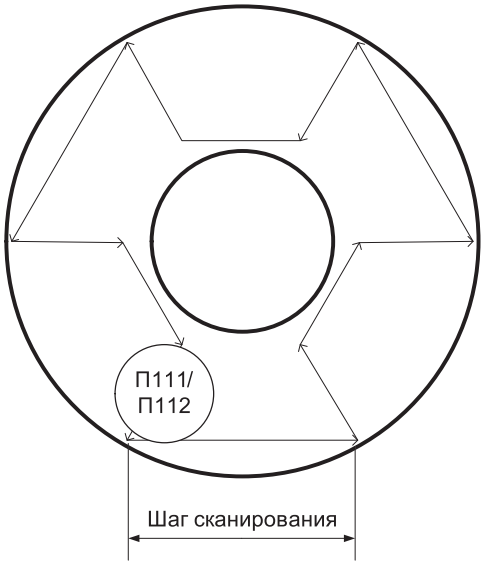


Рис. 3. Схема сканирования прямым преобразователем с торца шпильки.

прямого преобразователя, до пропила №2. Расстояние от торца до паза №2 – 69 мм. Схема сканирования прямыми преобразователями по торцу шпильки приведена на рис. 3. Шаг сканирования составлял 4 мм.

В случае удаления шпильки из гнезда возможно проводить сканирование также и по гладкой боковой поверхности.

Методика дефектоскопии различается для контроля несплошностей под резьбой и на гладкой части шпильки.

В гладкой части шпильки (пазы №3, 4, 5) контроль проводится эхо-методом, устанавливаются уровни чувствительности (браковочный, фиксации, поисковый) и определяется амплитуда эхосигнала от несплошности, координаты её расположения и условная протяжённость.

Для контроля резьбовой части шпильки применяется сочетание эхо-метода и теневого метода. Контролю подвергаются части шпильки, находящиеся под резьбовой поверхностью, на расстоянии до $x_{макс}$ по обе стороны от гладкой цилиндрической поверхности, где $x_{макс}=3,4h-l$, где h – толщина шпильки в гладкой части, предварительно измеренная прямым преобразователем, l – стрела наклонного преобразователя, $tg60^{o}=1,7$. Чувствительность для эхо- метода настраивается по пропилу№2 (браковочный уровень).

При теневом методе признаком несплошности является исчезновение эхосигнала от одного или нескольких витков резьбы.

Наклонный преобразователь также используется в случае невозможности проведения дефектоскопии прямым преобразователем. Для шпилек М56 область перепада глубин 212–230 мм (область паза №6) является неконтролепригодной для прямого преобразователя из-за экранирующего влияния переотражённых ультразвуковых волн от галтельной части шпильки. Эта область контролируется наклонным преобразователем П 121(ПНЦ)-4-60 9х8 при сканировании по гладкой боковой поверхности.

Оценка качества шпилек по результатам контроля проводилась в соответствии с РД ЭО 0142-99.

Проведён пробный контроль шпилек турбоагрегатов Билибинской АЭС, позволивший внести уточнения и дополнения в методику и показавший её работоспособность.

РАСЧЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ В СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ ИЗ СЕНСИБИЛИЗИРОВАННОЙ АУСТЕНИТНОЙ СТАЛИ В УСЛОВИЯХ КМПЦ РЕАКТОРОВ РБМК-1000

Европин С.В., Киселёв В.А., Юрманов В.А.
ОАО «НИКИЭТ», Москва

Введение

На энергоблоках РБМК реализуются компенсирующие мероприятия с целью предотвращения трещинообразования по механизму МКРПН в околошовных зонах (ОШЗ) сварных соединений (СС) аустенитных трубопроводов и коллекторов Ду300 КМПЦ, такие как обжатие (MSIP), отжиг (ВТТО), узкая (9°) разделка шва при ремонте и др. Объективная оценка их эффективности и результаты расчётного моделирования коррозионно-статического роста трещин (КСРТ) в аустенитных СС в реальных условиях эксплуатации энергоблоков должна ускорить решение данной проблемы.

По результатам рассмотрения закономерностей КСРТ в СС аустенитных трубопроводов кипящих реакторов BWR [1-7] доминирующими факторами зарождения и роста коррозионных трещин определены химический состав и структура металла СС, степень сенсибилизации и рост зерна ОШЗ во время сварки, коррозионная агрессивность кислородсодержащей водной среды и дефекты шва, приводящие к локальной концентрации напряжений в корневой части шва в сочетании с высокими остаточными напряжениями (ОН) от сварки. Однако металлографические исследования повреждённых СС из стабилизированных Nb и Ti аустенитных сталей марок 1.4550 и 1.4541, аналогичных сталям марок AISI 347 и 321 (08Х18Н10Т), в среде теплоносителя BWR Германии [8,9] показали, что степень сенсибилизации ОШЗ не является определяющим фактором КСРТ в СС, который происходит и в отсутствии сенсибилизации.

МКРПН происходит при затрудненном массообмене и сочетании механических, электрохимических,

химических, адсорбционных и диффузионных процессов, поэтому его скорость зависит от большого ряда параметров. Активное растворение металла в устье трещины обусловлено созданием препятствующей пассивации коррозионно-агрессивной среды. С целью количественной оценки развития МКРПН используются измерения и расчёты электрохимического потенциала (ЭХП). Корреляционные зависимости скорости роста трещин от ЭХП используются для разработки мероприятий с целью подавления процесса МКРПН.

На действующих энергоблоках РБМК компенсирующие мероприятия по снижению степени сенсибилизации ОШЗ и уровня ОН (ВТТО, узкая разделка) в СС сопряжены со значительными затратами, причем их эффективность подвергается сомнениям. При решении схожей проблемы растрескивания СС на зарубежных АЭС с BWR основное внимание уделено совершенствованию водно-химического режима (ВХР). На АЭС с РБМК не были внедрены такие усовершенствования ВХР, как дозирование водорода, цинка и исключение поступления меди в теплоноситель. Учитывая положительный опыт ослабления МКРПН аустенитных СС на АЭС с BWR целесообразно предусмотреть дозирование цинка в контур теплоносителя РБМК.

1. Основные закономерности КСРТ в аустенитных сталях в воде BWR

В связи с проявлением склонности к МКРПН хромоникелевых аустенитных сталей 08Х18Н10Т, 304 (18,5%Cr–9,5%Ni), 316 (17%Cr–12%Ni –2,5%Mo), 321 (18%Cr–10%Ni-Ti), 347 (18%Cr–11%Ni–Nb) при эксплуатации трубопроводов в технологических водных средах наблюдается образование трещин в ОШЗ сварных соединений.

Считается, что основные закономерности КСРТ в СС аустенитных элементов в условиях BWR заключаются в следующем:

- скорость КСРТ зависит от состава и структуры металла, степени сенсибилизации ОШЗ в направлении толщины стенки и по периметру СС, химического состава среды внутри трещины, наличия концентраторов напряжений в корне шва и растягивающих ОН от сварки в вершине трещины;
- повышенная скорость (более 10 мм/год) КРСТ по периметру сварного шва реализуется при слиянии очагов развития трещин на внутренней поверхности ОШЗ.

Влияние различных факторов на МКРПН СС аустенитных сталей типа 18-8 в коррозионно-агрессивных средах представлено в работах [1-7].

Систематические исследования КСРТ в СС трубопроводов из сталей 1.4550 и 1.4541 [8,9] включали оценку влияния состава и структуры материала (степень сенсибилизации ОШЗ), состояния внутренней поверхности шва (шлифовка, наклёп, подрезы, смещение кромок), сортамента труб, условий эксплуатации, состава среды и др. Исследования проводились в водной среде BWR конструкции Siemens/KWU с содержанием растворенного кислорода (O_2) от 0,005 до 8 мг/дм^3 и удельной электропроводимостью (УЭП) менее 0,2 мкСм/см при температуре 288°С.

Инкубационный период

Согласно данным радиографии трещины в СС трубопроводов кипящих реакторов образуются после ~4 лет эксплуатации, а через 7...10 лет возможен их рост на всю толщину стенки. Основной массив повреждений СС на BWR Siemens/KWU отмечен после ~75 тыс. ч эксплуатации [9], а инкубационный период трещинообразования в СС опускных трубопроводов на ЛАЭС был в пределах 3,5...6,5 тыс. ч [10].

Структура материала

Область металла, склонного к коррозионному растрескиванию, формируется под влиянием сварки, негативными последствиями которой являются рост зерна металла ОШЗ, создание растягивающих напряжений на внутренней поверхности СС, сенсибилизация металла ОШЗ (выпадение по границам зерен обогащенной хромом карбидной фазы). Стабилизированные стали относительно устойчивы против нагревов в области сенсибилизирующих температур, и при надлежащем контроле основного металла не приходится опасаться сенсибилизации на некотором удалении от сварного шва.

Согласно данным рис.1 степень сенсибилизации ОШЗ не является доминирующим фактором, определяющим скорость КСРТ в сталях 1.4541 и 1.4550 при различном качестве теплоносителя (O_2 и УЭП), но она способствует инициированию и росту коррозионных трещин в СС по механизму МКРПН [8, 9].

Влияние коррозионной агрессивности водной среды кипящих реакторов

Активное растворение самопассивирующейся в обычных условиях аустенитной стали возможно при создании в устье трещины коррозионно-агрессивной среды, препятствующей пассивации металла. Для реализации коррозионного процесса необходимо наличие окислителя, которыми в теплоносителе кипящих реакторов чаще всего являются растворенный кислород, радиолитическая перекись водорода и медь. Коррозионная агрессивность среды также характеризуется наличием анионов-активаторов (хлориды, фториды, сульфаты), обладающих специфической адсорбцией в щелях и ответственных за пробой защитной пленки. С целью количественной оценки интенсивности МКРПН используются измерения и расчёты ЭХП, который определяется соотношением концентраций окислителей и восстановителей.

Обобщенные зависимости КСРТ от ЭХП (Е) и УЭП (χ) получены по результатам испытаний образцов из аустенитных сталей типа 18-8 в сенсибилизированном состоянии в водной среде BWR [6] при статическом на-

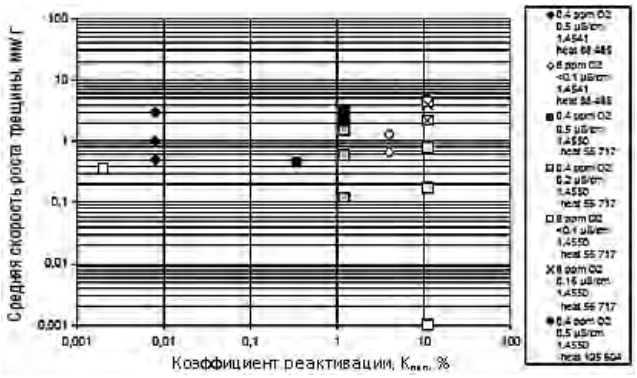


Рис. 1. Эффект степени сенсибилизации на скорость КСРТ в аустенитных СС.

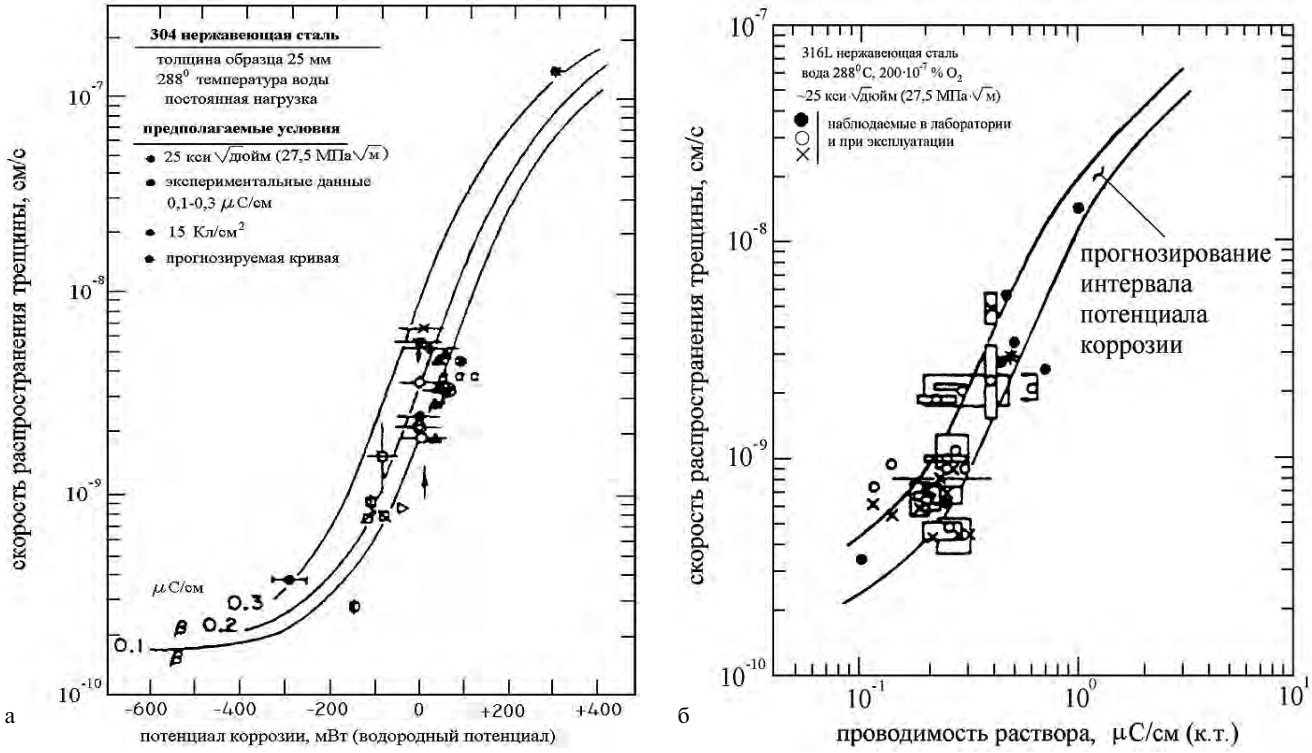


Рис. 2. Влияние ЭХП (а) и УЭП (б) на скорость КСРТ в сенсибилизированной стали 18-8 в среде BWR [6].

гружении с эксплуатационным значением коэффициента интенсивности напряжений (КИН), равного 27,5 МПа√м (рис.2).

Экспериментально определены области иммунности аустенитной стали к МКРПН, а также умеренного роста трещин для практически значимых диапазонов КИН и различного качества среды, характеризуемого УЭП, показателем pH, концентрациями кислорода и хлоридов. На АЭС с BWR организованы измерения ЭХП и мероприятия с целью его поддержания отрицательнее –230 мВ (по стандартной водородной шкале SHE/НВЭ), соответствующей области иммунности аустенитной стали к МКРПН и скорости КСРТ в направлении толщины стенки на приемлемом уровне до 0,1 мм/год.

При смещении ЭХП в область положительных значений или увеличении УЭП скорость КСРТ резко возрастает. Согласно измерениям на энергоблоках РБМК в энергетическом режиме ЭХП находится в диапазоне от –100 до 0 мВ, а УЭП воды КМПЦ составляет 0,1-0,2 мкСм/см. На графике рис.2 значениям $E = -50$ мВ и $\chi = 0{,}3$ мкСм/см соответствует скорость роста трещины в глубину $da/dt \sim 2 \cdot 10^{-9}$ см/с (~ 0,6 мм/год).

Корреляционные зависимости скорости роста трещин от качества водной среды используются для мониторинга МКРПН. Измерения ЭХП используются для оценки эффективности мероприятий по предотвращению КСРТ. К смещению ЭХП в область высоких скоростей КСРТ приводит повышение концентраций окислителей, поэтому на BWR исключено применение медных сплавов и внедрено дозирование водорода. Негативные последствия водородного ВХР для радиационной обстановки частично устранены обработкой контура BWR благородными металлами. В тех случаях, когда невозможно дозировать водород и снизить концентрацию меди менее 0,5 мкг/дм³ подавление МКРПН достигается введением микродобавок цинка за счет формирования защитной пленки. Введение цинка обеспечивает подавление трещинообразования аустенитной стали в 4-5 раз и минимизацию скорость КСРТ аустенитной стали, как по сравнению с чистой водой, так и для воды с добавками хлоридов, меди и натрия [5].

В отличие от BWR на РБМК не были внедрены усовершенствования ВХР с целью подавления МКРПН. Напротив, повышение концентрации меди в теплоносителе энергоблоков ЛАЭС с 2000 г. почти на порядок по сравнению с другими станциями обуславливает наблюдаемое различие интенсивности трещинообразования на блоках РБМК-1000. При наличии конденсаторов турбин и охладителей эжекторов из медных сплавов невозможно снижение концентрации меди до крайне низкого уровня, необходимого для внедрения водородного ВХР. Опыт эксплуатации BWR с латунными подогревателями и/или конденсаторами турбин свидетельствует об ослаблении МКРПН за счет коррозионного выноса цинка в теплоноситель, несмотря на одновременное поступление меди. При наличии в воде цинка даже в условиях высокой агрессивности среды внутри трещин из-за присутствия хлоридов и/или сульфатов образующиеся дефекты в оксидной пленки на поверхности металла быстро «залечиваются» за счет образования термодинамически устойчивой цинковой шпинели. При концентрациях цинка более 20 мкг/дм³ повышается уровень напряжений, необходимый для разрушения пассивной пленки на поверхности металла в контакте с теплоносителем, а также увеличивается скорость репассивации стали. Эти факторы должны обеспечить повышение стойкости к МКРПН на энергоблоках РБМК.

Влияние уровня напряжений

В ЦНИИ КМ «Прометей» [1] получены значения скоростей КСРТ по результатам металлографических исследований дефектных СС трубопроводов Ду300

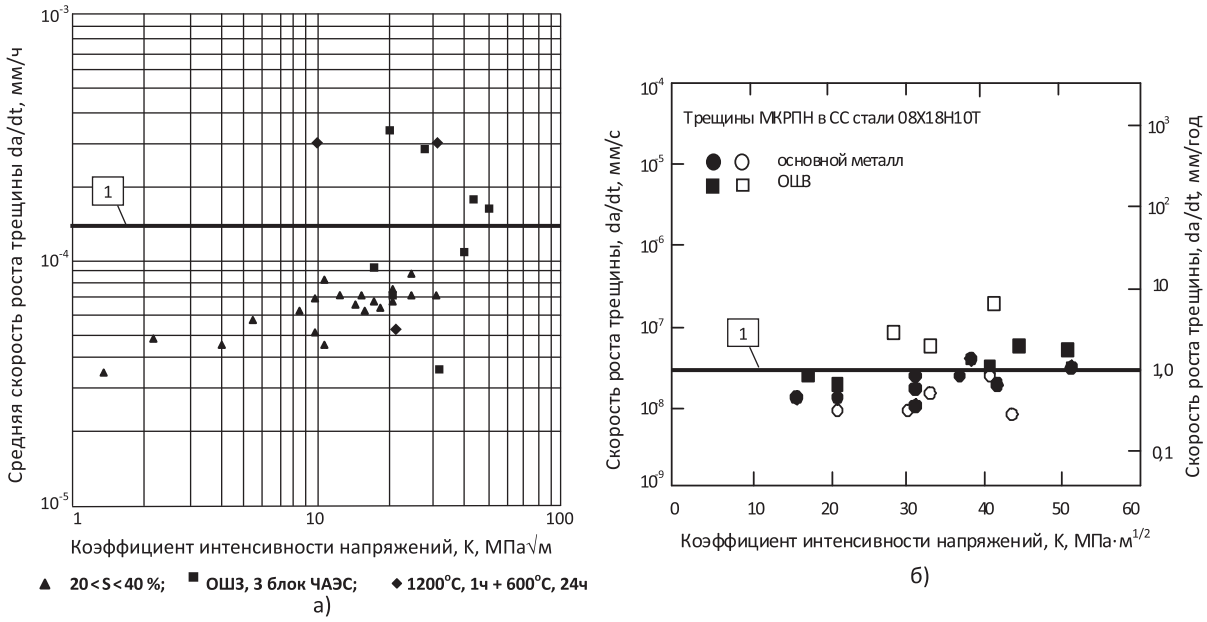


Рис. 3. Зависимости скорости роста трещин МКРПН в металле ОШЗ сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду300 после 30-120 тыс. ч эксплуатации на ЛАЭС и ЧАЭС (а) и при статических испытаниях в автоклавах при 288°С (б); 1 – скорость роста трещины (da/dt) = 1 мм/год.

ЛАЭС и ЧАЭС после 30-120 тыс. ч эксплуатации методом анализа микрошлифов СС по растравам на траектории трещины. Степень сенсибилизации ОШЗ на уровне S = 20-40% определена методом ТЩК. Результаты измерений скорости КСРТ представлены на рис.3а, где основной массив экспериментальных точек расположен ниже горизонтальной линии 1 мм/год. Максимальные значения скорости КСРТ в ОШЗ на уровне ~ 3 мм/год отмечены в СС с высоким уровнем сенсибилизации (70-80% по методу ТЩК). Автоклавные статические испытания в воде КМПЦ при 288°С образцов из СС Ду300 ЧАЭС выявили скорости коррозионного роста трещин da/dt выше 1 мм/год (рис.3б).

Близкие значения скоростей КСРТ получены на СС сталей 1.4541 и 1.4550 при статических испытаниях СТ-образцов в среде BWR с КИН равным 27 МПа√м [8]. Скорости роста трещин МКРПН определены в диапазоне от 0,1 до 2,2 мм/год.

2. Анализ баз данных по результатам КСРТ в аустенитных трубопроводах

Имеющиеся базы данных (БД) по результатам КСРТ в аустенитных трубопроводах позволяют оценить основные причины растрескивания СС по механизму МКРПН.

БД Siemens/KWU [9] включает 141 СС и соответственно 282 их половинок, подвергнутых металлографическим исследованиям, из них 203 были без трещин и 79 с трещинами МКРПН. Параллельно обобщены результаты эксплуатационного контроля аустенитных СС для BWR. Эта БД использована для оценки параметров, влияющих на МКРПН и КСРТ в СС при эксплуатации аустенитных трубопроводов BWR.

Результаты статистической обработки данной БД, включая 79 СС, подвергнутых металлографическим исследованиям, показали следующее:

- отсутствие МКРПН в трубопроводах диаметром менее 80 мм и толщиной стенки менее 8 мм, а также эксплуатирующихся при температурах менее 200°С;
- из общего количества 50 СС, исследованных на сенсибилизацию, 29 трещин МКРПН были обнаружены в сенсибилизированных ОШЗ (58%) и 21 трещина МКРПН была обнаружены в ОШЗ при отсутствии термической сенсибилизации (42%);
- независимо от состояния металла ОШЗ (наличия сенсибилизации) 59 трещин из 79 СС (≈ 75%) инициировались при щелевых условиях в корне шва (дефекты сварки);
- наклёп внутренней поверхности и ремонт корня шва имеет вредный эффект.

По результатам ранжирования параметров, влияющих на интенсивность МКРПН в эксплуатации, установлено, что наибольшее влияние на растрескивание СС имеют дефекты корня шва вне зависимости от степени сенсибилизации ОШЗ.

Российская БД включает результаты эксплуатационного контроля СС аустенитных трубопроводов Ду300 на энергоблоках РБМК и среднегодовые подросты несплошностей по высоте $\Delta a_{ср}$ и протяжённости $2\Delta c_{ср}$. Основной массив дефектов имел размеры от 3 до 8 мм в высоту и от 20 до 160 мм по протяжённости. По результатам контроля в 2011г для ряда СС Ду300 отмечены изменения скоростей роста несплошностей по сравнению с зафиксированными ранее. В отдельных группах СС средние значения скоростей роста трещин превышали указанные в РД ЭО 0489-03 и РД ЭО 0513-03 предельные величины 1 мм/год в глубину и 20 мм/год по протяженности, в частности, на блоках №1 и №3 ЛАЭС, №1 и №4 КуАЭС, а также №1 и №2 САЭС. Максимальный прирост 4 мм/год по высоте и 33 мм/год по протяжённости отмечен на ремонтных СС блока №4 ЛАЭС. Наибольшие подросты трещин МКРПН за последние годы отмечены на блоках №3 и №4 ЛАЭС.

Причины повышенной дефектности СС аустенитных элементов энергоблоков №3 и №4 ЛАЭС по сравнению с другими энергоблоками РБМК связаны с:

1) большим объёмом ремонта СС трубопроводов Ду300 в 1997–2001 г. ручной электродуговой сваркой с нарушениями технологии и без последующего кон-

троля (отклонения тепловых режимов, дефектами в виде микронадрывов, наклёпа, концентраторов напряжений в корневой части шва);

2) недостатками в проведении ультразвукового контроля (УЗК), его точности и достоверности, особенно для СС с односторонним доступом;

3) повышенной коррозионной агрессивностью воды КМПЦ, обусловленной повышением концентрации меди в воде КМПЦ в 2001–2011 г. в несколько раз по сравнению с предшествующим периодом, периодическими всплесками концентрации кислорода в конденсате и питательной воде, приводящими к смыву меди из отложений и смещению ЭХП в область интенсивного коррозионного растрескивания, а также всплесками хлоридов в теплоносителе при неплотностях труб конденсаторов.

Учитывая данные УЗК СС трубопроводов Ду300 энергоблоков РБМК, следует по блокам дифференцировать значения скоростей роста трещин МКРПН для различных групп СС с дефектами в зависимости от ремонтов и компенсирующих мероприятий.

3. Прогнозирование коррозионно-статического роста трещин

Базы данных ведущих ядерных центров (General Electric, EPRI, ABB-Atom, Studsvik, JSME) по скоростям КСРТ в аустенитных сталях типа 18-8 содержат как экспериментальные данные лабораторных испытаний на СТ-образцах, так и данные эксплуатационного контроля на АЭС. Большая часть баз данных имеет адекватное описание условий окружающей среды и других важных параметров роста трещин, что позволило более реалистично разработать модели КСРТ с учётом особенностей условий окружающей среды и состояния металла. Для прогнозирования скоростей КСРТ в СС аустенитных трубопроводов используют как K-независимые [1,4], так и K-зависимые модели [11-17] – эмпирические зависимости, полученные по 95% верхним огибающим скоростей роста трещин в сенсибилизированном состоянии для среды BWR.

K-независимые эмпирические модели роста трещин МКРПН в аустенитных сталях типа 18-8 в среде BWR в основном соответствуют среднегодовым значениям подростов трещин на большинстве блоков РБМК. Эти подходы просты в использовании, но не учитывают качество среды и рост трещин на переходных режимах. Согласно результатам модельных представлений ВНИПИЭТ [18] в периоды пуска за счёт повышенной коррозионной агрессивности теплоносителя скорость КСРТ выше таковой в энергетических режимах. Смещение ЭХП в область интенсивного растрескивания в переходных режимах следует учитывать при оценках общего подроста трещин в СС трубопроводов Ду300 по сравнению с прогнозируемыми ранее по РД ЭО 489-03. Следует также учитывать, что вклад переходных режимов на годовые подросты трещин будет различен для разных энергоблоков в зависимости от ЭХП.

В качестве K-зависимой модели, описывающей КСРТ в направлении толщины стенки СС аустенитной стали типа 18-8, используется эмпирическое уравнение

$$da/dt = C \cdot K^n, \qquad (1)$$

где da/dt – скорость роста трещины в глубину (м/с), a – глубина трещины, t – время; K – статический КИН первого рода (МПа√м), зависит от действующих напряжений, размера и геометрии трещины, отношения ее глубины к толщине стенки *s*. Параметры C, n – характеристики материала, зависящие от условий окружающей среды и нагружения (температура, состав и показатели рабочей среды, значение K).

Параметр K является функцией статических напряжений, которые включают в себя компоненты эксплуатационных и ОН от сварки. Ранее обработка экспериментальных данных по скоростям КСРТ в направлении толщины стенки выполнялась в предположении постоянного распределения осевых ОН по толщине стенки без учета их перераспределения в процессе эксплуатации с ростом коррозионной трещины.

Распределение ОН по толщине стенки трубопровода Ду300 в зоне СС индивидуально для каждого стыкового СС (рис.4а), поскольку зависит от ряда факторов, включая тепловложение при сварке и жёсткость свариваемых элементов. Рост трещины в СС приводит к «снятию» осевых ОН на «освобождаемых» берегах трещины, при этом происходит их перераспределение в нетто-сечении и увеличение напряжения в вершине трещины σ_{Za} ~ в 1,5 раза [19]. Характер исходного распределения осевых ОН при распространении трещины по толщине стенки $\sigma_z(x)$ сохраняется (рис.4а), однако координата x_0 смены знака «плюс» на «минус» на эпюре ОН смещается в сторону наружной поверхности (рис.4б). При таком подходе вершина трещины МКРПН не попадает в область сжимающих ОН, потенциал её роста сохраняется на протяжении всей эксплуатации. Для распределения ОН, представленного на рис.4б ($\sigma_{Za}/\sigma_{Zн} = 1{,}5$), использовано выражение $x_0 = 0{,}6\,a + 0{,}4\,s$ при $a < 0{,}8\,s$.

С учётом характера распределения локальных осевых ОН по толщине стенки СС трубопроводов Ду300, когда перед наружной поверхностью всегда существует область сжимающих ОН на уровне предела текучести основного металла ($\sigma_{Zн} = -\sigma_{Z0} \approx R^{20}_{p0.2} \approx -200$ МПа) тре-

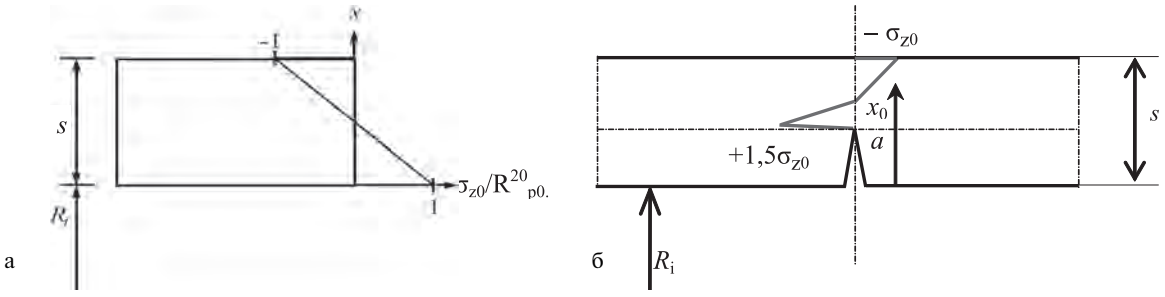


Рис. 4. Схема распределения локального осевого остаточного напряжения σ_z по толщине стенки (s) в типовом стыковом СС трубопровода Ду300 в исходном бездефектном состоянии (а) и при наличии кольцевой трещины глубиной a (б)

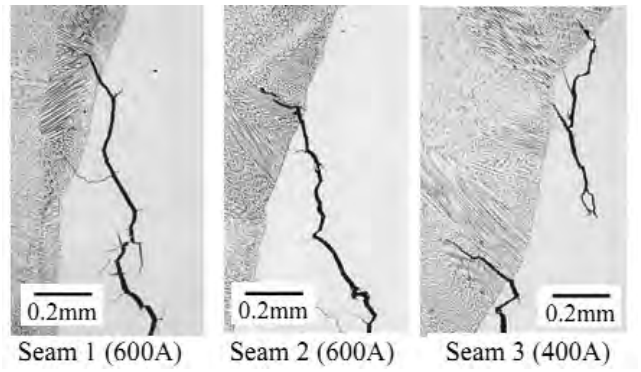


Рис. 5. Торможение трещин МКРПН при проникновении в литой металл

щина может прорасти через толщину стенки с образованием локальной течи в ограниченной зоне действия максимального растягивающего напряжения (рис.4б) только если суммарное осевое нормальное напряжение σ_{nz} в этой зоне превысит отрицательную величину $\sigma_{Zн}$. Это возможно только для СС приварки трубопровода к патрубкам соседнего оборудования, где напряжения самокомпенсации от температурного расширения трубопровода или перемещения соответствующего оборудования (которые следует относить к категории общего изгибного напряжения) достигают значительных величин, а с учётом действующих механических нагрузок превысят значение $R^{20}_{p0.2}$ (в пределах допуска по расчётной группе напряжений $(\sigma)_{RK}$ согласно ПНАЭ Г-7-02-86 [20]). Для СС, расположенных на удалении от патрубков оборудования такая ситуация исключена, причём температурные напряжения будут уравновешены и, как минимум, вдвое меньше предела текучести $R^{20}_{p0.2.}$

Наблюдаемое в эксплуатации торможение трещины происходит в условиях, когда вершина трещины, распространяясь по ОШЗ, достигнет препятствия в виде усиления шва или литого металла (рис.5), причем первое не характерно для СС с узкой разделкой.

Для воды КМПЦ РБМК (ЭХП от –100 до 0 мВ, УЭП от 0 до 0,2 мкСм/см) наилучшую оценку скорости роста трещин в направлении толщины стенки стыковых СС трубопровода Ду300, не подвергавшимся технологическим операциям, обеспечивает умеренно консервативная зависимость MD-01 Rev.3 [13] и более консервативные зависимости MD-01 Rev.2.1 («шведская кривая» [14]) и JSME S NA1 (японский стандарт [15] - аналог «кривой EPRI» [16]), полученные для сталей типа 18-8 для нормального ВХР BWR с показателями ЭХП и УЭП, близкими к воде КМПЦ.

В табл.1 суммированы полученные статистической обработкой БД испытаний образцов в BWR значения C и n для описания КСРТ в СС аустенитных сталей с использованием уравнения (1) при степени сенсибилизации EPR ≤ 11 и нормальном ВХР. Прирост трещины $(da/dt)\cdot t_{1э}$ в направлении толщины стенки оценивался в диапазоне прогнозируемых значений статического КИН по толщине стенки трубы ∅300×16мм от 27,5 до 20 МПа√м при средней продолжительности энергетического режима РБМК-1000 в течение года $t_{1э}$ = 7000 ч. Для построения 95%-верхних огибающих скоростей КСРТ из массива БД [13-16] использованы достоверные значения, поскольку неопределенности состава водной среды, состояния материала и нагружения приводят к разбросу оценок КСРТ.

Как видно из табл.1 зависимости MD-01 Rev.2.1, EPRI (BWRVIP-14) и JSME S NA1 предсказывают близкие значения скоростей КСРТ в диапазоне от 2,36 до 0,91 мм/год со средней величиной da/dt = 1,6 мм/год. Предсказанное по зависимости MD-01 Rev.3 значение da/dt = 0,77 мм/год при K = 27,5 МПа√м наиболее близко к скорости роста коррозионной трещины, рассчитанной по методике ВНИПИЭТ для энергетического режима [18]. Наименее консервативная зависимость MD-01 Rev.3 рекомендуется для оценки скорости КСРТ в постоянном поле ОН [17]. Здесь следует отметить, что именно «шведская кривая» MD-01 Rev.2.1 была рекомендована МАГАТЭ [12] для прогнозирования скорости роста трещин МКРПН в СС трубопроводов Ду300 КМПЦ РБМК ещё до выхода японского стандарта JSME S NA1, близкого к «кривой EPRI». Зависимость NRC (1988 г.) – NUREG-0313 Rev.2 [11] в настоящее время признана излишне консервативной для предсказания КСРТ в стабилизированных сталях типа 18-8 в сенсибилизированном состоянии.

Скорость роста трещин МКРПН в окружном направлении превышает таковую в направлении толщины стенки, что связано с состоянием внутренней поверхности шва, спецификой распределения степени сенсибилизации и осевых ОН от сварки по толщине стенки трубы. Скорость роста трещины в окружном направлении по периметру кольцевого СС с разумной степенью консерватизма принята равной dc/dt = 10×(da/dt), но не более 40 мм/год с учётом подроста в обоих направлениях [16].

4. Разработка норм допускаемых размеров дефектов

Оценка результатов контроля аустенитных СС Ду300 должна проводиться по нормам допускаемых размеров несплошностей, в соответствии с которыми эксплуатирующая организация принимает решение о допуске в дальнейшую эксплуатацию повреждённых СС на период до следующего контроля. Для разработки норм

Таблица 1. Значения C и n для описания 95%-верхней огибающей КСРТ в зависимости от КИН для СС аустенитной стали 18-8 в сенсибилизированном состоянии при нормальном ВХР BWR

Расчетный код, источник	C, мм/с	n	Верхнее плато, da/dt, мм/с	$(da/dt)\cdot t_{1э}$, мм/год	
				K=27,5 МПа√м	K=20 МПа√м
MD-01 Rev.3 — Швеция [13]	$1{,}46\cdot10^{-12}$	3,0	$3{,}94\cdot10^{-8}$ (K ≥ 30)	0,77	0,30
MD-01 Rev.2.1 — Швеция [14]	$4{,}50\cdot10^{-12}$	3,0	$5{,}6\cdot10^{-7}$ (K ≥ 50)	2,36	0,91
JSME S NA1 – Япония [15]	$6{,}31\cdot10^{-11}$	2,161	$9{,}2\cdot10^{-7}$ (K≥58)	2,05	1,14
EPRI (BWRVIP) – США [16]	$5{,}93\cdot10^{-11}$	2,181	$1{,}6\cdot10^{-7}$ (K≥33)	2,06	1,03

допускаемых размеров дефектов в СС Ду300 требуется выполнить расчёт предельных состояний и роста постулируемых трещин на межконтрольный период до 6 лет. Процедура расчёта предполагает анализ развития поверхностной трещины в СС под действием эксплуатационных нагрузок и среды. Период безопасной эксплуатации СС с выявленным дефектом определяется временем его роста до предельного размера [1,21] с использованием результатов моделирования КСРТ для реальных условий нагружения.

Определение допускаемых размеров расчётного дефекта

Для построения диаграммы конструкционной целостности выбран режим нормальной эксплуатации (НЭ) [21], для которого применительно к наиболее нагруженному СС водоуравнительного трубопровода Ду300 определены расчётные эксплуатационные напряжения по нормали к сварному стыку, сумма которых $\sigma_{nz} = 105$ МПа близка к величине $0{,}5\,R_{p0.2}$ [20] [20].

Граничная область предельно допустимых размеров дефекта в глубину (a_d) и длину ($2c_d$) без учёта его развития под действием эксплуатационных нагрузок и среды определяется из условий:

$$a_d \leqslant s_{min}/n_a,\ 2c_d \leqslant 2c_c/n_c, \qquad (2)$$

где $s_{min} = 12$ мм – минимальная толщина стенки в зоне разделки шва, $2c_c$ – критическая длина сквозной трещины для режима НЭ; n_a и n_c – коэффициенты запаса на глубину поверхностного дефекта и длину сквозной трещины.

Значения a_d и $2c_d$ устанавливают из условия обеспечения целостности границ давления и “течи перед разрушением” в режиме НЭ, соответственно. Согласно [21] предельно допускаемая глубина дефекта составляет $a_d = 0{,}67s$ вместо $a_d = 0{,}75s$ согласно ASME-XI [22]. Коэффициент запаса n_c принимается от 1,7 (европейский подход) до 2,0 (американский подход). Максимальные допустимые размеры дефекта (a_d, $2c_d$) определяют на конец срока оценки, которые не могут быть превышены в эксплуатации.

При $s_{min} = 12$ мм допускаемая глубина дефекта a_d составляет 8 мм по [21] и 9 мм по [22]. Значение $2c_d$ определено расчётом в соответствии с рекомендациями МР125 [23], но в запас с меньшим напряжением течения основного металла $\sigma_f = 0{,}42\cdot(R^T_{p0.2}+R^T_m) = 267$ МПа, что более консервативно чем $\sigma_f = 0{,}5\cdot(R^T_{p0.2}+R^T_m) = 318$ МПа по [22] и [23].

В результате расчёта определена критическая длина постулируемой сквозной кольцевой трещины $2c_c = 380$ мм и соответствующая длина предельно допускаемого поверхностного дефекта $2c_d = 2c_c/2 = 190$ мм. По коду ASME $2c_d = 2c_c/2 = 422/2 = 211$ мм. С учётом погрешности УЗК протяженности несплошности ($\Delta_c = \pm 10$ мм) для СС трубопроводов Ду300 КМПЦ предельно допустимая глубина поверхностного дефекта в эксплуатации не должна превышать $a_d = 9$ мм при длине $2c_d = 170$ мм.

Границы допускаемых размеров дефекта [a, $2c$] определяют из условия

$$[a]_\tau = a_d - \Delta a_\tau,\ [2c]_\tau = 2c_d - 2\Delta c_\tau, \qquad (3)$$

где Δa_τ и $2\Delta c_\tau$ – подросты дефекта в глубину и длину за расчётный период времени τ под действием эксплуатационных нагрузок и среды.

Расчет коррозионного роста трещин

Расчёты роста коррозионных трещин выполнены для исходного референсного дефекта 3×40 мм (размер надёжно выявляемой при контроле несплошности с учётом погрешности методик измерительного УЗК СС аустенитных трубопроводов Ду300).

Подросты трещин МКРПН рассчитаны по уравнению (1) и зависимостям из табл.1 в диапазоне эксплуатационных нагрузок для двух вариантов распределения осевых локальных ОН по толщине стенки при наличии растущей трещины: в предположении постоянного поля ОН (рис.4а) и в комбинации с изменяющимся во времени полем ОН от сварки (рис.4б). Возможный останов трещины (рис.5) не учитывался.

Рост референсного дефекта 3×40 мм в направлении толщины стенки ограничен длиной пути s_a равной 6 мм при $a_d = 9$ мм. В окружном направлении его допускаемый подрост составляет $s_c = 170 - 40 = 130$ мм при выбранном максимальном коэффициенте запаса 2 на критическую длину сквозной трещины.

При определении годового подроста референсного дефекта учитывался прогнозируемый ВНИПИЭТ суммарный подрост трещин МКРПН в СС трубопроводов Ду300 в режимах пуска и останова референтных энергоблоков №1 КуАЭС и №3 САЭС в течение года [18], зависящий от ЭХП. Энергоблоки №3 и №4 ЛАЭС имеют наихудшие значения показателей теплоносителя в переходных режимах.

Расчётная длительность одного эксплуатационного года $t_{1э}$ энергоблока РБМК принималась равной 7000 и 8000 ч.

Рост трещины МКРПН в направлении толщины стенки da/dt для варианта постоянного поля осевых ОН (рис.4а) рассчитан по зависимости MD-01 Rev.3 [13], рекомендованной в справочнике [17] для нормального ВХР.

На рис.6 показаны результаты расчёта скорости подроста референсного дефекта (трещины МКРПН) по зависимости MD-01 Rev.3 в направлении толщины стенки без учёта верхнего плато $3{,}94\cdot10^{-8}$ мм/с для $K > 30$ МПа$\sqrt{м}$, поскольку максимальное значение КИН на небольшом участке при глубине трещины $a \approx s/2$ не превышает 32,1 МПа$\sqrt{м}$ (начальное значение $K = 28{,}1$ МПа$\sqrt{м}$), а затем вновь снижается до $K = 28{,}7$ МПа$\sqrt{м}$, когда глубина трещины достигнет $0{,}8s$.

Средняя скорость роста референсного дефекта в глубину на участке от 3 до 9,4 мм составила $4{,}1\cdot10^{-8}$ мм/с

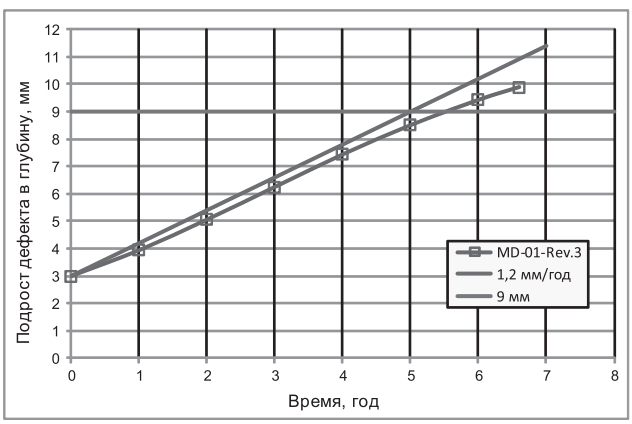


Рис. 6. Среднегодовые подросты референсного дефекта 3×40 мм (трещины МКРПН) в направлении толщины стенки по зависимости MD-01 Rev.3 [13] (нижняя кривая) и верхняя линейная огибающая da/dt = 1,2 мм/год (1) в постоянном поле осевого остаточного напряжения (рис.4а) в зависимости от времени при $t_{1э} = 7000$ ч

или 1,0 мм/год при $t_{1э}$ = 7000 ч. С учетом прогнозируемого подроста трещин МКРПН в режимах пуска и останова [18] на график рис.6 наложена верхняя прямая 1 роста трещины со скоростью da/dt = 1,2 мм/год.

Как видно из построенного графика «da/dt – t» время роста референсного дефекта 3×40 мм до достижения предельно допускаемой глубины a_d = 9 мм составляет 5,5 лет и 4,5 года при ограничении по глубине до значения a_d = 8 мм. При тех же условиях линейная аппроксимация da/dt = 1,2 мм/год даёт 5 лет и 4 года соответственно.

Средний подрост референсного дефекта по периметру СС при использовании верхней огибающей da/dt = 1,2 мм/год составит 24 мм/год. Протяжённость трещины через 5 лет составит 40+5×24 = 160 мм, что меньше $2c_d$ = 170 мм.

В итоге при использовании верхней огибающей da/dt = 1,2 мм/год на зависимость MD-01 Rev.3 в сочетании с постоянно действующим распределением осевых ОН по толщине стенки (рис.4а) допускаемый межконтрольный период для референсного дефекта 3×40 мм оценивается в 5 лет при $t_{1э}$ = 7000 ч и 4 года при $t_{1э}$ = 8000 ч.

Рост трещин МКРПН в направлении толщины стенки стыковых СС трубопровода Ду300 при изменяющемся поле осевых ОН (рис.4б) оценивался по консервативным зависимостям MD-01 Rev.2.1 [14] и JSME S NA1 [15]. Обе зависимости используются для нормального ВХР BWR с показателями ЭХП и УЭП, близкими к воде КМПЦ РБМК.

Графики роста трещины МКРПН по толщине стенки в зависимости от её глубины при ежегодном увеличении её длины на 24 мм представлены на рис.7.

Верхнее плато скорости роста трещины в направлении толщины стенки при K ⩾ 30 МПа√м с 95% вероятностью установлено на уровне 10^{-7} мм/с = 2,5 мм/год.

Результаты использования кодов MD-01 Rev.2.1 и JSME S NA1 (рис.7) в сочетании с изменяющимся полем ОН (рис.4б) прогнозируют близкие суммарные подросты трещины в СС трубопровода Ду300, полученные по зависимости MD-01 Rev.3 (рис.6) при постоянном поле ОН (рис.4а).

Как видно из рис.7, с ростом глубины и протяжённости трещины её скорость da/dt возрастает. Аналогичный результат получен VTT [24] для аналогичных СС в сенси-

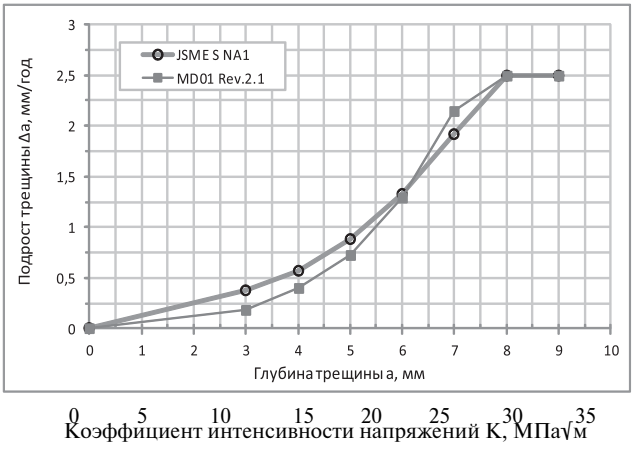


Рис. 7. Среднегодовые подросты трещин МКРПН в направлении толщины стенки в зависимости от глубины протяжённой трещины

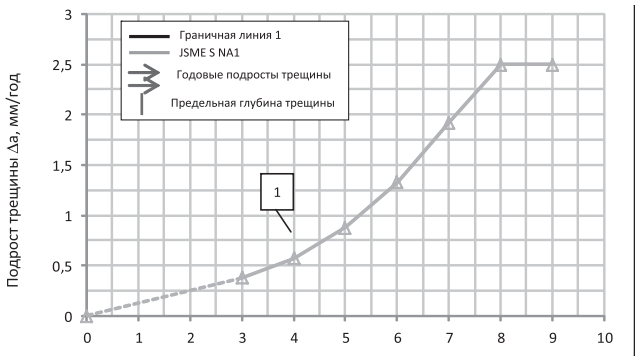


Рис. 8. Оценка роста трещины МКРПН по толщине стенки СС Ду300 в изменяющемся поле осевых остаточных напряжений (рис.4б) с использованием кривой JSME S NA1 и расчётной огибающей (1)

билизированном состоянии при схожих условиях нагружения. При глубине трещины *a* от 1 до 6 мм более консервативной является зависимость JSME S NA1. Для трещин глубиной *a* в интервалах 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8 и более 8 мм её средний годовой подрост (da/dt) составляет, соответственно, 0,5, 0,75, 1,2, 1,7, 2,2 и 2,5 мм.

На рис.8 приведена кривая JSME S NA1 для различных начальных глубин трещин от 3 до 9 мм с учётом ежегодного приращения их длины на 24 мм (рис.6) и нанесена верхняя ломанная огибающая 1 скорости роста трещины с учётом прогнозируемых подростов трещин МКРПН в режимах пусков и остановов [18]. Стрелками указаны ежегодные подросты трещины глубиной 3, 4, 5, 6 и 7 мм от кривой JSME S NA1 и от заданной начальной глубины трещины 3 мм.

Расчёт роста трещины в изменяющемся поле локальных осевых ОН при ежегодном приросте её длины на 24 мм (консервативно) дает следующие значения глубины для исходного референсного дефекта 3×40 мм по истечении от 1 до 5 лет эксплуатации: 3,6, 4,3, 5,2, 6,3, 8,0 мм. В течение 6-го года рост трещины в глубину на 2,5 мм достигнет в целом 10,5 мм, что превысит предельный допускаемый размер 9 мм по ASME-XI [23].

По результатам расчёта определена диаграмма КСРТ в СС Ду300 КМПЦ, которая включает линию 1 на рис.8 и два плато скоростей роста трещин в глубину:

- нижнее плато - da/dt = 0,6 мм/год для трещин глубиной менее 3 мм;
- верхнее плато - da/dt = 2,5 мм/год для трещин глубиной более 8 мм.

В диапазоне глубин трещин от 3 до 8 мм средние значения:

- da/dt = 0,7 мм/год в диапазоне глубин трещин от 3 до 4 мм включительно;
- da/dt = 0,9 мм/год в диапазоне глубин трещин от 4 до 5 мм включительно;
- da/dt = 1,3 мм/год в диапазоне глубин трещин от 5 до 6 мм включительно;
- da/dt = 1,8 мм/год в диапазоне глубин трещин от 6 до 7 мм включительно;
- da/dt = 2,3 мм/год в диапазоне глубин трещин от 7 до 8 мм включительно.

Результаты данной оценки скоростей роста трещин в направлении толщины стенки (da/dt) с использованием зависимости d(2c)/dt = 2×10×(da/dt) и ограничения 40 мм/год [16] позволяют более точно спрогнозировать их подросты в окружном направлении.

Из данного рассмотрения следует, что допустимая длительность эксплуатации СС с зафиксированной трещиной 3×40 мм составляет 5 лет. 6-летний межконтрольный период мог быть установлен от граничной линии 1, если глубина фиксируемого референсного дефекта не превышает 2,5 мм.

Допускаемые размеры дефектов и межконтрольные интервалы

На основе расчётов установлены периоды безопасной эксплуатации (допускаемые длительности межконтрольного интервала) для СС аустенитных трубопроводов Ду300 КМПЦ с зафиксированными УЗК плоскостными несплошностями (трещинами МКРПН) в зависимости от высоты схематизированного расчётного дефекта (табл.2).

Глубины a и длины трещины $2c$ соответствуют высоте и протяжённости расчётного дефекта, определённого путём схематизации (объединения при необходимости) нескольких плоскостных несплошностей. Одна несплошность, начинающаяся от внутренней поверхности шва, не схематизируется, а рассматривается как расчётный дефект, а несколько несплошностей в одном сварном соединении переопределяются в один расчётный дефект с максимальными размерами при игнорировании остальных удалённых от расчётного несплошностей меньшего размера.

Допустима эксплуатация СС с несплошностями в течение указанного в табл.2 срока, если при указанной предельной высоте схематизированного расчётного дефекта его протяжённость не превышает значения последующего столбца таблицы, иначе следует увеличить высоту оцениваемого дефекта на 1 мм.

Сварное соединение с расчётным поверхностым дефектом протяжённостью более 170 мм при высоте более 3 мм подлежит ремонту.

СС с поверхностым дефектом длиной более 136 мм, но менее 170 мм:

- подлежит ремонту в течение 1 года при высоте расчётного дефекта более 6 мм;
- повторно контролируется через 1 год при высоте дефекта более 5 мм;
- повторно контролируется через 2 года при высоте дефекта более 4 мм;
- повторно контролируется через 3 года при высоте дефекта более 3 мм.

Для принятии решения о возможности дальнейшей эксплуатации данной группы СС на основе результатов повторного контроля рекомендованы критерии в табл.2.

Для энергоблоков №3-4 ЛАЭС с наихудшими показателями качества воды КМПЦ (включая периодические повышения ЭХП и УЭП) рекомендована длительность межконтрольного интервала на 1 год меньше указанной в табл.2.

Представленные в табл.2 скорости роста трещин МКРПН и межконтрольные интервалы для СС аустенитных трубопроводов Ду300, не подвергавшимся каким-либо технологическим операциям в процессе эксплуатации, консервативно распространяются на СС, для которых были проведены компенсирующие мероприятия.

Заключение

1) Основными причинами МКРПН СС аустенитных трубопроводов Ду300 являются состав и структура металла, сенсибилизация ОШЗ, дефекты шва, участки пластической деформации и большие растягивающие напряжения в корневой части шва, обусловленные местными концентраторами напряжений и остаточными напряжениями вследствие нарушения технологии сварки, а также коррозионная агрессивность кислородсодержащей водной среды при высокой температуре.

2) Коррозионное растрескивание СС аустенитных трубопроводов Ду300 обусловлено разрушением оксидной плёнки по линиям скольжения дислокаций, а продвижение трещины связано с окислением металла в её вершине.

3) Компенсирующие мероприятия на блоках РБМК, направленные на снижение сенсибилизации ОШЗ СС Ду300 (ВТТО, ремонт с узкой разделкой), имеют ограниченную эффективность, поскольку скорость роста трещин МКРПН в стабилизированных сталях типа 18-8 слабо зависит от степени сенсибилизации, хотя способствует инициированию и росту коррозионных трещин. Наибольшего внимания заслуживают менее затратные и более эффективные отработанные в мире способы снижения коррозионной агрессивности теплоносителя.

4) Учитывая положительный опыт влияния присутствия цинка в теплоносителе на ослабление МКРПН в СС аустенитных трубопроводов BWR, целесообразно предусмотреть дозирование цинка в контур теплоносителя РБМК.

5) Для прогнозирования роста трещин МКРПН в СС аустенитных трубопроводов Ду300 КМПЦ использованы апробированные K-зависимые зарубежные коды MD-01 Rev.2.1 и Rev.3, а также JSME S NA1, широко применяемые для анализа КСРТ в аналогичных сталях и СС для нормального ВХР реакторов BWR со значениями интегральных показателей качества воды ЭХП и УЭП, близкими для КМПЦ РБМК.

6) Расчёты скорости роста трещин МКРПН в СС трубопроводов Ду300 в глубину и длину выполнены для исходного референсного дефекта 3×40 мм надёжно выявляемого УЗК. При расчёте подроста трещин учитывался прогнозируемый ВНИПИЭТ для референтных энергоблоков РБМК-1000 их суммарный подрост в режимах пуска и останова. Расчёт скоростей роста коррозионных трещин выполнен с учётом доминирующих осевых локальных остаточных напряжений от сварки для вариантов с постоянным и изменяющимся полем остаточных напряжений по мере роста трещины.

Таблица 2. Допускаемая длительность межконтрольного интервала для сварного соединения в зависимости от размера схематизированного дефекта, определённой по результатам измерительного контроля

Размер схематизированного расчётного дефекта (высота × протяжённость), мм	2,5×40	3×40	4×64	5×88	6×112	7×136
Допускаемая длительность межконтрольного интервала, лет	6	5	3	2	1,5	0,5

7) Для обоих вариантов рассчитана кинетика роста трещин, позволяющая прогнозировать развитие исходного референсного дефекта 3×40 мм в пределах допускаемых значений. При средней длительности эксплуатационного года энергоблока РБМК равного 7000 ч (КИУМ 80%) межконтрольный интервал оценивается в 5 лет, при 8000 ч (КИУМ 91%) – 4 года. Переход на 4-х летний контроль СС Ду300, не подвергавшимся технологическим операциям, гарантирует безопасную эксплуатацию трубопроводов Ду300 при допустимых подростах референсного дефекта. Для дефекта 2,5×30 мм обеспечивается 6-летний межконтрольный период.

8) Допустимые длительности межконтрольного интервала СС Ду300, не подвергавшимся технологическим операциям в процессе эксплуатации, консервативно распространяются на СС, для которых были проведены компенсирующие мероприятия.

9) Для снятия излишнего консерватизма применительно к СС аустенитных трубопроводов Ду300, прошедших какую-либо технологическую операцию в рамках реализации компенсирующих мероприятий (например, в части перераспределения остаточных напряжений после операции MSIP), следует выполнить пересчёт скоростей роста трещин МКРПН, что приведёт к увеличению допустимой длительности их межконтрольного периода в зависимости от реализованной компенсирующей технологии.

10) Изложенный методический подход и результаты расчётов по определению допускаемых размеров дефектов в эксплуатации могут быть использованы для обоснования технических решений по допуску СС трубопроводов Ду300 с выявленными при контроле дефектами на межконтрольный период эксплуатации.

Список литературы

1. Петров В.А., Иваненко Е.А., Киселёв В.А. Детерминированный и вероятностный анализ допускаемых состояний сварных соединений Ду300. Нормы на несплошности, требования к измерительному УЗ контролю. МНТК «Канальные реакторы: проблемы и решения», октябрь 2004. НИКИЭТ – Москва, Курская АЭС – Курчатов.

2. Horn R.M. et al. Evaluation of the Growth and Stability of Stress Corrosion Cracks in Sensitized Austenitic Piping, J. of Pressure Vessel Technology, 1989, v.106, 2, pp.201-208.

3. Kikuchi T. et al. IGSCC Growth Rate of Sensitized Type 304 Stainless Steel in Simulated BWR Environment. SMiRT 12 (1993), D11/3, pp.363-369.

4. Speidel M.O., Magdowski R. Stress corrosion cracking of Ti- and Nb-stabilized Austenitic Steels in 288°C Water. Corrosion-94, paper No.132, 1994.

5. Gordon B.M., Garcia S.E. Effect of Two Impurities and Zinc on Stress Corrosion Cracking of Stainless Steel and Nickel Alloys in BWR Environments. NPC 2010. Quebec City, October, 2010

6. Ford F.P. Quantitative Prediction of Environmentally Assisted Cracking. Corrosion. Vol. 52, 375, No.5, 1996, pp.375-395.

7. Зубченко А.С. и др. Коррозионное растрескивание аутенитных хромоникелевых сталей. Вопросы атомной науки и техники. Серия: "Обеспечение безопасности АЭС", Научно-технический сборник, Выпуск 23. Реакторные установки с ВВЭР, 2008, с.76-84.

8. Kilian R. et al. Crack Growth of Stabilized Stainless Steels in O_2-containing High Temperature Water: Influence of Environmental and Material Conditions. Proc. 9th Int. Conf. on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems – Water Reactors. Newport Beach, USA, August 1999, pp.347-357.

9. Kilian R. et al. German Experience with Intergranular Cracking in Austenitic Piping in BWRs and Assessment of Parameters Affecting the In-Service IGSCC Behavior Using an Artificial Neural Network. Proc. of the 12th Int. Conf. on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems – Water Reactors. Salt Lake City, Utah, USA, August 2005, pp.803-810.

10. Захаржевский Ю.О. и др. Анализ работоспособности опускных трубопроводов после длительной эксплуатации и оценка реализации условия "течь перед разрушением". 5-я Межд. конф. "Материаловедческие проблемы при проектировании, изготовлении и эксплуатации оборудования АЭС", 1998, т.2, с.20-36.

11. US NRC. Technical Report on Material Selection and Processing Guidelines for BWR Coolant Pressure Boundary Piping. NUREG-0313 Rev.2. NRC, 1988.

12. IAEA. Mitigation of Intergranular Stress Corrosion Cracking in RBMK Reactors. Final Report of the Programme's Steering Committee. IAEA-EBP-IGSCC, 2002.

13. Jansson C. Stress Corrosion Growth in BWR Environment, MD-01, Rev.3, Report T-SEK 41/99, SwedPower AB, Stockholm, Sweden, 1999.

14. Jansson C., Morin U. Stress Corrosion Crack Growth in Nuclear Materials, Report MD-01, Rev. 2.1, Vattenfall Energisystem AB, Stockholm, Sweden, 1997.

15. JSME S NA1-2004. Code for Nuclear Power Generation Facilities, Rules on Fitness- for- Service for Nuclear Power Plants. The Japanese Society of Mechanical Engineers, Dec., 2004.

16. BWRVIP-14NP-A: BWR Vessel and Internals Project. Evaluation of Crack Growth in BWR Stainless Steel RPV Internals. 1016569NP. EPRI Final Report, January 2009.

17. Det Norske Veritas AB. A Combined Deterministic and Probabilistic Procedure for Safety Assessment of Components with Crack – Handbook, Rev.4-1. RSE R&D Report No.2004/01. October 2004. DNV Technology Sweden, ISSN 1401-5331. Stockholm, 2004.

18. Крицкий В.Г. и др. Система высокотемпературного коррозионного мониторинга АЭС с РБМК. Контролируемые параметры, алгоритмы и методы их определения. 6 НТС "Проблемы и перспективы развития химического и радиохимического контроля в атомной энергетике", г.Сосновый Бор, сентябрь 2011. Атомэнергоаналитика-2011. Сб. докл. СПб: ВВМ, 2011, 404 с.

19. Махненко В.И. и др. Остаточные сварочные напряжения в зоне кольцевых сварных стыков трубопроводов из аустенитной стали. Автоматическая сварка, 1998, № 11 (548), с.32-39.

20. Нормы расчёта на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПНАЭ Г-7-002-86. М., 1989.

21. Киселёв В.А. Разработка методов и программного обеспечения целостности компонентов АЭУ на базе концепции "течь перед разрушением" и "исключения разрывов". 5-я Рос. конф. "Методы и программное обеспечение расчётов на прочность". Геленджик, октябрь 2008. Сб. докл., НИКИЭТ, 2009, с.9-20.

22. American Society of Mechanical Engineers ASME B&PV Code, Section XI: «Rules for In-Service Inspection of Nuclear Power Plant Components», 2004.

23. НПО ЦНИИТМАШ. Методические рекомендации. Правила составления расчётных схем и определение параметров нагруженности элементов конструкций с выявленными дефектами. МР 125-02-95. М., 1995.

24. VTT Technical Research Centre of Finland. Practical Inclusion and Behaviour of Welding Residual Stresses in Structural Integrity Analyses of NPP Primary Circuit Components. Research Rep. No VTTR0096209, Espoo, 2009.

Секция 1. **Безопасная и эффективная эксплуатация АЭС России**

Повышение надежности электротехнического оборудования, систем контроля и управления. Пожарная безопасность АЭС

Повышение надежности электротехнического оборудования, систем контроля и управления

НОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИИ МЕТОДОМ ВОССТАНОВЛЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Кононенко А.И., Хохряков А.В., Слабоус Р.В., Ратников Д.А.
ФГУП «НИИП», г. Лыткарино

Введение

Восстановленное напряжение (ВН) является известным методом контроля дефектообразования в электрической изоляции. Его величина, прежде всего, определяется поляризационными свойствами изоляции, например, миграционной поляризацией, которая характерна для многих промышленных изоляционных материалов, или объемными зарядовыми состояниями, обусловленными дефектами в полиэтиленовой изоляции. Конечно, величина и форма ВН определяется также и электропроводностью изоляции. Ее увеличение ведет к «тушению» ВН, которое приводит к уменьшению его величины и крутизны переднего фронта кривой ВН, смещению максимума этой кривой по временной шкале к началу момента измерения. До недавнего времени метод ВН использовали главным образом для оценки увлажнения электрической изоляции. В работах [1, 2] было показано, что метод ВН может быть успешно применен для количественной оценки не только увлажнения, но и оценки старения изоляции при использовании новых показателей, определяемых из кривой ВН.

В данной работе представлены критерии для оценки степени старения пропитанной бумажной изоляции (ПБИ) силовых кабелей и изоляции обмоток статоров мощных электродвигателей по результатам измерения ВН. Экспериментальные результаты были получены в рамках работ по продлению срока эксплуатации блоков атомных станций ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Определение показателей диагностики электрической изоляции из кривых восстановленного напряжения

Общепринятыми параметрами описания кривой ВН $U_r(t)$ являются ее максимум U_{rm}, время достижения максимума t_{rm} и начальная крутизна переднего фронта. Нами при обработке экспериментальных данных были использованы показатели, рассчитанные из кривой ВН по методике, изложенной в работе [1]. Один из этих показателей пропорционален объемной поляризации изоляции, определим его как PIRV – индекс поляризации, рассчитанный из кривой ВН; другой показатель пропорционален электропроводности, определим его как LIRV – индекс электропроводности, рассчитанный из кривой ВН.

Для расчета показателей PIRV и LIRV кривую $U_r(t)$ аппроксимировали суммой экспонент с постоянными параметрами A_i и τ_i:

$$U_r(t) = \sum_{i=1}^{n} A_i \cdot \exp\left(-\frac{t}{\tau_i}\right), \qquad (1)$$

где t – время.

Опыт показал, что для реально измеряемых кривых ВН во временном диапазоне от 0,1 до 2000 *с* значение n может быть равным 3, 4 или 5. Типичная кривая $U_r(t)$ и ее компоненты, определенные по модели (1), представлены на рис. 1. Здесь, как традиционно принято, полярность ВН – отрицательная, поэтому короткоживущие компоненты имеют положительную полярность.

Согласно [1], PIRV определяется как отношение максимума ВН к сумме интенсивностей короткоживущих положительных компонент A_+:

$$PIRV = 10 \cdot \left|\frac{U_{rm}}{A_+}\right|, \qquad (2)$$

а показатель LIRV определяется как отношение величины максимума ВН к общей площади короткоживущих компонент S_+:

$$LIRV = 100 \cdot \left|\frac{U_{rm}}{S_+}\right|. \qquad (3)$$

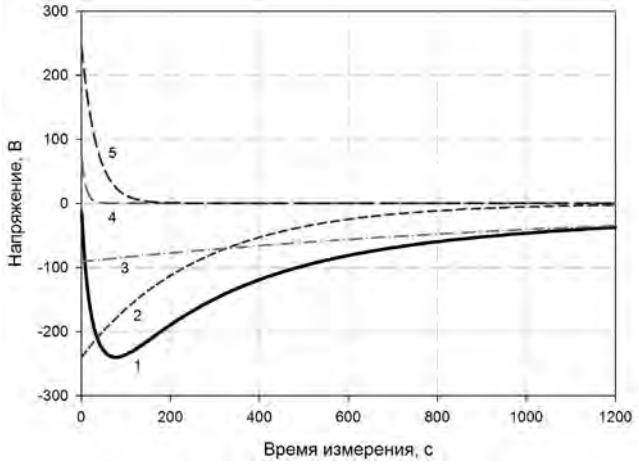


Рис. 1. Типичная кривая восстановленного напряжения (1) и ее компоненты (2 – 5)

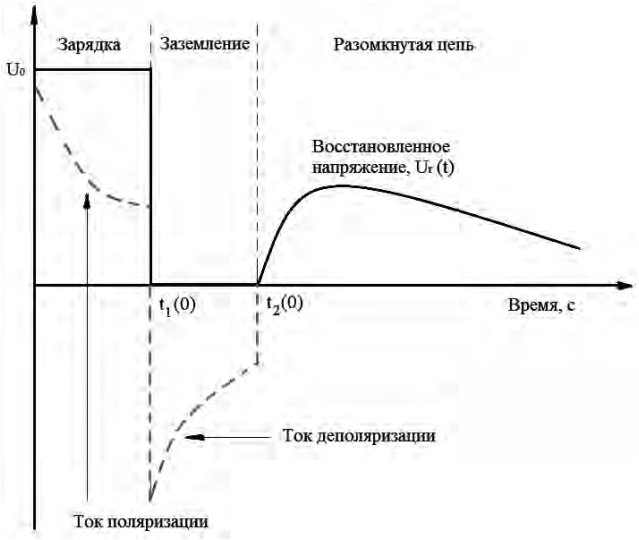


Рис. 2. Формирование восстановленного напряжения

В обоих случаях множители и знак модуля введены для удобства использования показателей PIRV и LIRV. Из (2) и (3) следует, что PIRV и LIRV представляют собой максимумы нормированных кривых ВН.

Деление каждой точки кривой ВН на величину A_+ представляет нормировку на величину объемной поляризации в момент начала ее измерения $t_2(0)$ (см. рис.2).

Действительно, в каждый момент времени величина ВН определяется текущим объемным зарядом и электропроводностью изоляции, за исключением начального момента измерения $t_2(0)$ (см. рис.2). В этот момент величина ВН определяется остаточной поляризацией и проводимостью шунтирующего проводника.

Такая нормировка позволяет оценивать объемную поляризацию промышленных диэлектриков в независимости от их геометрических размеров и конфигурации, включая изоляцию кабеля разной длины и сечения.

Деление каждой точки кривой ВН на величину S_+ представляет собой нормировку кривой ВН на величину заряда, который обусловлен поляризационными токами короткоживущих компонент. Такой подход позволяет количественно оценивать электропроводность электрической изоляции в независимости от ее геометрических размеров и конфигурации. Например, увлажнение изоляции ведет к увеличению электропроводности, «тушению» поляризационных состояний и, следовательно, к увеличению величины нормированной таким образом кривой ВН.

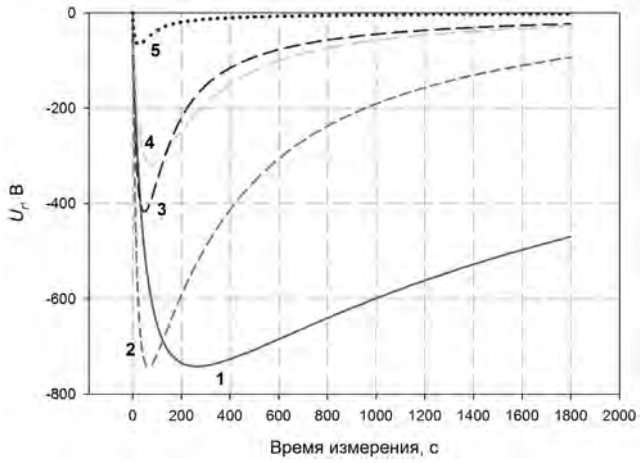
На рис. 3*а*, 3*б* и 3*в* представлены исходные и нормированные для оценки объемной поляризации и электропроводности кривые ВН для пяти представительных кабелей с ПБИ, имеющих различную степенью увлажнения и усушки. Особенно показательны здесь кривые 3 и 5. Кривая 5 соответствует самой увлажненной ПБИ. Величина измеренной ВН для этой кривой на рис. 3*а* наименьшая из-за «тушения» токов поляризации водой. На рис.3*в* кривая под номером 5 имеет наибольшую абсолютную величину максимума по той же причине. Кривая 3 соответствует полностью охрупченной бумажной изоляции. Характерным является то, что объемная поляризация для полностью охрупченной (кривая 3) и сильно увлажненной ПБИ (кривая 5) имеют примерно одинаковые значения, это следует из равенства максимальных значений этих нормированных кривых на рис. 3*б*. Качественно это понятно, относительная диэлектрическая проницаемость для сухой бумажной изоляции меньше, чем для пропитанной [3].

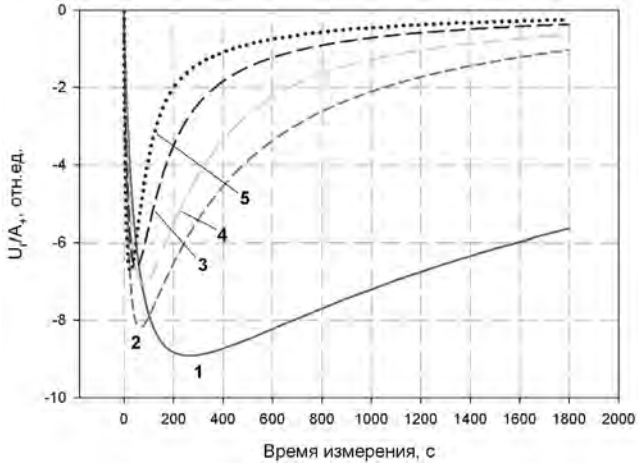
Отметим немаловажный момент применения показателей PIRV и LIRV – это существенное сокращение времени для проведения измерений. Нормировочные процедуры обработки кривой ВН избавляют от необходимости проводить два или четыре измерения при различных зарядовых напряжениях как традиционно принято при использовании метода восстановленного напряжения для контроля состояния ПБИ и полиэтиленовой изоляции.

Оценка состояния пропитанной бумажной изоляции и изоляции обмоток вращающихся машин

Для практического применения новых показателей PIRV и LIRV были разработаны критерии для определения степени старения изоляции. Для силовых кабелей с ПБИ они основывались на корреляции с известными критериями таких показателей как индекс поляризации PI и коэффициента абсорбции K_a, содержанием воды W_C в ПБИ (см. таблицы 1, 2). Последний показатель определяли из частотной зависимости тангенса угла диэлектрических потерь в диапазоне от 0,001 до 1000 Гц [4]. На рис. 4 в качестве примера представлена корреляция между показателем LIRV и W_C для ПБИ кабелей типа ААШв 3×150 напряжением 6 кВ.

Критерии для PIRV и LIRV представлены в таблице 3. Эти критерии позволяют контролировать два основных типа дефектов для силовых кабелей с ПБИ, имеющих место быть в эксплуатации: увлажнение и усушку бумажной изоляции. Последнее стало возможным благодаря использованию показателя PIRV, величина которого уменьшается из-за потери диэлектрических свойств при усушке ПБИ [3]. Фактически метод ВН является единственным методом, позволяющий количественно контролировать усушку бумажной изоляции на ранней стадии этого процесса. Наличие усушки изоляции в локальных местах кабельных трасс в ухудшен-





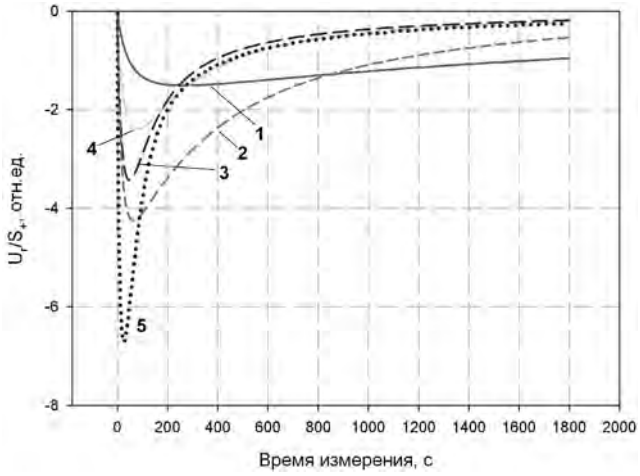


Рис.3. Кривые ВН для представительных кабелей с ПБИ *(а)* и их нормированные значения для оценки степени поляризации *(б)* и электропроводности *(в)*: 1 –несостаренная изоляция, 2 – средняя степень старения изоляции с преобладанием увлажнением бумаги, 3 – охрупченная бумажная изоляция, 4 – средняя степень старения изоляции с преобладанием деструкции бумаги, 5 – сильно увлажненная изоляция

Таблица 1. Классификация технического состояния силовых кабелей с ПБИ по абсорбционным характеристикам

Состояние кабеля	$K_a = R_{60сек}/ R_{15сек}$	$PI = R_{10мин}/ R_{1мин}$
Работоспособное норма	$K_a > 1,6$	$PI > 4,0$
Работоспособное с незначительными отклонениями	$1,6 \geqslant K_a \geqslant 1,4$	$4,0 \geqslant PI \geqslant 3,0$
Работоспособное со значительными отклонениями	$1,4 > K_a \geqslant 1,25$	$3,0 > PI \geqslant 2,0$
Работоспособное ухудшенное	$1,25 > K_a > 1,0$	$2,0 > PI > 1,0$
Предельное	$K_a \leqslant 1,0$	$PI \leqslant 1,0$

Таблица 2. Классификация технического состояния силовых кабелей с ПБИ по увлажнению изоляции

Классификация состояния кабеля	**Степень увлажнения изоляции**	**Содержание влаги в изоляции W_C, %**
Работоспособное норма	Увлажнение отсутствует	$W_C < 0,5$
Работоспособное с незначительными отклонениями	Низкая	$0,5 \leqslant W_C \leqslant 1,0$
Работоспособное со значительными отклонениями	Средняя	$1,0 < W_C \leqslant 2,0$
Работоспособное ухудшенное	Высокая	$2,0 < W_C \leqslant 3,5$
Предельное	Предельная	$W_C > 3,5$

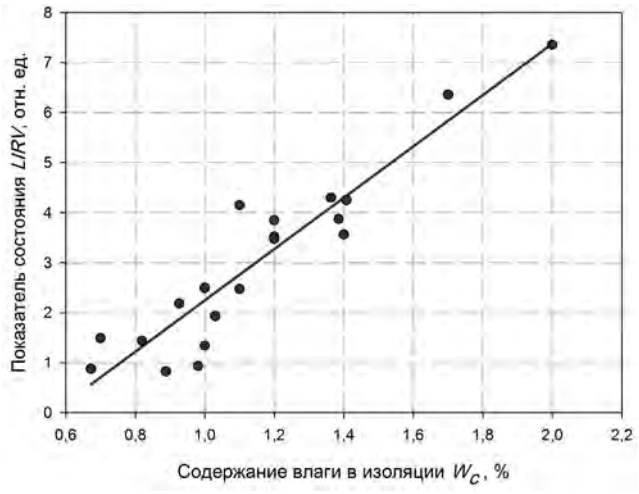


Рис. 4. Корреляция между показателем LIRV и содержанием влаги в пропитанной бумажной изоляции силовых кабелей ААШв 3×150

Таблица 3. Состояние силовых кабелей с ПБИ по показателям PIRV и LIRV

Состояние кабеля	Степень старения изоляции	Величина PIRV, отн.ед.	Величина LIRV, отн.ед.
Предельное	Предельная степень усушки изоляции	PIRV < 6,6 и	LIRV ≤ 0,85
Работоспособное ухудшенное	Высокая степень усушки изоляции	7,3 > PIRV ⩾ 6,6 и	LIRV ≤ 0,85
Работоспособное со значительными отклонениями	Средняя степень усушки изоляции	8,7 ⩾ PIRV ⩾ 7,3 и	LIRV ≤ 0,85
Работоспособное норма	Отсутствует	PIRV > 8,7 и	LIRV ≤ 0,85
Работоспособное с незначительными отклонениями	Низкая	8,7 ⩾ PIRV ⩾ 8,0	0,85 < LIRV ≤ 2,2
Работоспособное со значительными отклонениями	Средняя	8,0 > PIRV ⩾ 7,3	2,2 < LIRV ≤ 4,5
Работоспособное ухудшенное	Высокая	7,3 > PIRV ⩾ 6,6	4,5 < LIRV ≤ 6,5
Предельное	Предельная	PIRV < 6,6	LIRV > 6,5

ном и предельных состояниях регистрировалось нами тепловизионной техникой, временной рефлектометрией и измерением частичных разрядов на осциллирующем затухающем напряжении.

Вместе с тем следует отметить, что применение новых показателей PIRV и LIRV возможно сделает метод ВН более востребованным для оценки старения многокомпонентных промышленных изоляционных материалов, объемные дефекты старения которых на протяжении долгих лет эксплуатации не вносят дополнительный вклад в сквозной ток проводимости. Подтверждением этого можно считать результаты контроля состояния изоляции обмоток статоров мощных электродвигателей (ЭД), некоторые из них представлены в таблице 4.

Контроль изоляции обмоток проводили по измерению и определению $R_{из}$, $K_а$, PI, тангенса угла диэлектрических потерь на частоте 0,001 Гц $tg\delta_{0,001}$, PIRV, LIRV, интенсивности и величины частичных разрядов (ЧР). Сразу отметим, что последний параметр оказался не информативным. ЧР регистрировали высокочастотным трансформатором тока, установленным на питающем кабеле. При такой схеме измерения регистрировали высокую активность ЧР от технологических микрополостей изоляции со стороны соединения звездой. Эти технологические дефекты никак не влияют на работоспособность ЭД, и со временем эксплуатации активность ЧР в них падает [5], что было подтверждено и нашими измерениями (см. таблицу 4).

Из восьми представленных в таблице 4 обследованных ЭД только для первых трех зафиксировано старение по показателям PIRV, LIRV, $tg\delta_{0,001}$ и PI. Индекс электропроводности LIRV явился наиболее чувствительным к старению изоляции обмотки статора, это наглядно видно из кривых ВН на рис. 5, нормированных для оценки электропроводности.

Анализ экспериментальных данных дает основание считать, что старение изоляции обмоток статора ЭД можно контролировать на ранней стадии по накоплению зарядовых состояний на дефектах в объеме изоляции по показателю PIRV, а процесс увеличения электропроводности по показателю LIRV. Вполне возможно, что в ухудшенном и предельном состояниях не будет наблюдаться рост PIRV из-за «тушения» миграционной поляризации сквозными токами утечки. В этом случае для оценки состояния изоляции следует использовать показатель LIRV.

В таблице 5 представлены критерии оценки технического состояния микалентной компаундированной изоляция обмоток статора мощных ЭД, которые разработанны на основе экспериментальных данных и положений стандарта IEEE 43-2000 [6].

Полученные экспериментальные данные дают возможность проводить консервативный прогноз срока службы изоляции обмотки статора, используя линейную зависимость показателей состояния PIRV и LIRV от времени эксплуатации. Расчет остаточного срока службы при этом следует проводить по формуле:

Таблица 4. Характеристика представительных обследованных электродвигателей и показатели состояния изоляции обмоток статора

Номер ЭД	Время эксплуатации, годы	Мощность, кВт	PIRV, отн.ед.	LIRV, отн.ед.	PI	$Tg\delta_{0,001}$	Количество импульсов ЧР за период колебания сети
1	29	1000	6,7	9,0	2,7	0,768	13
2	29	1600	4,8	8,9	2,8	0,736	12
3	29	1600	2,3	8,7	3,5	0,363	736
4	29	500	1,3	7,6	6,4	0,177	17
5	15	250	1,2	7,1	5,6	0,047	3845
6	1	250	1,1	6,9	5,9	0,047	5178
7	29	5000	1,0	7,7	3,7	0,169	683
8	16	250	1,0	6,9	4,7	0,041	3381

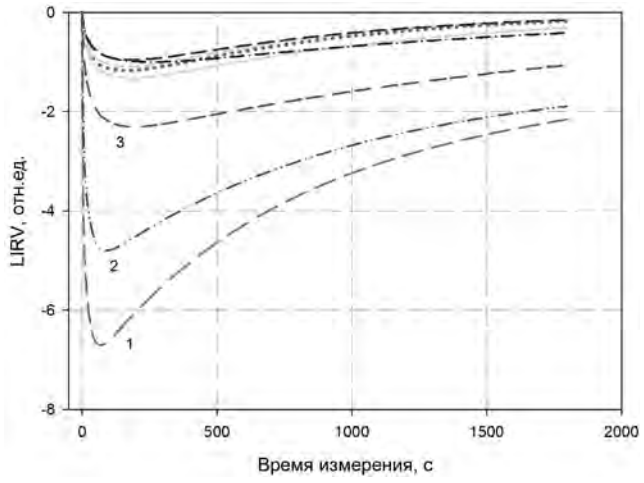


Рис.5. Кривые восстановленного напряжения изоляции обмоток статоров обследованных ЭД, нормированные для оценки электропроводности (здесь числа 1, 2, 3 - номера ЭД из таблицы 5)

Таблица 5. Классификация состояния статора ЭД по результатам измерения восстановленного напряжения микалентной изоляции обмотки

Состояние	PIRV, отн.ед.	LIRV, отн.ед.
Предельное	PIRV ⩾ 8,6	LIRV ⩾ 10,3
Ухудшенное (качество изоляции плохое)	7,2 ⩽ PIRV < 8,6	9,8 ⩽ LIRV < 10,3
Работоспособное со значительными отклонениями (качество изоляции хорошее)	4,4 ⩽ PIRV < 7,2	8,7 ⩽ LIRV < 9,8
Работоспособное с незначительными отклонениями (качество изоляции хорошее)	1,7 ⩽ PIRV < 4,4	7,7 ⩽ LIRV < 8,7
Работоспособное (качество изоляции отличное)	0,3 ⩽ PIRV < 1,7	7,1 ⩽ LIRV < 7,7

$$\tau_{ост} = \tau_d \cdot \frac{I_f - I_d}{I_d - I_0},\ годы \qquad (4)$$

где I_0 и I_f – начальное и предельное значения выбранного показателя состояния, I_d – величина показателя состояния на момент контроля состояния, τ_d – срок службы изоляции обмоток статора ЭД на момент контроля состояния в годах.

За срок службы следует принимать наименьший, рассчитанный по формуле (4) по показателям PIRV и LIRV. Очевидно, что траектория старения изоляции не будет соответствовать модели (4) на участках, близких к предельному состоянию, где величина ВН будет падать из-за увеличения электропроводности изоляции. Вместе с тем, оценки по формуле (4) дают возможность проводить долговременное прогнозирование для планирования ремонтных работ статора и замены ЭД.

Следует принимать во внимание, что критериальные значения I_0 и I_f для различных типов изоляционных материалов могут не совпадать. Поэтому для обеспечения контроля состояния следует определить хотя бы начальные значения для I_0 и I_f, соответствующие не состаренной изоляции. Измерение ВН после пуска оборудования или кабелей в эксплуатацию также полезно для определения дефектов, полученных при изготовлении изоляции или монтаже оборудования.

Выводы

Внедрение в практику технического диагностирования состояния электрической изоляции новых показателей PIRV и LIRV существенно повышает достоверность и эффективность этих работ. Для ПБИ и изоляции обмоток статоров вращающихся машин это достигается:

1. Возможностью одновременного контроля двух относительно независимых процессов старения изоляции – накопления/изменения объемного зарядового состояния и увеличения электропроводности.

2. Осуществлением контроля состояния на основе результатов одного измерения.

3. Правильной интерпретацией экспериментальных данных о протекающих процессах старения электрической изоляции.

4. Потенциальной возможностью применения метода ВН на основе PIRV и LIRV для различных промышленных диэлектриков.

5. Возможностью контроля электрической изоляции по всей траектории старения от начального состояния до предельного благодаря высокой чувствительности PIRV и LIRV к объемным дефектам.

Список литературы

1. А.И. Кононенко, А.В. Хохряков. Оценка состояния бумажной электрической изоляции по результатам измерений восстановленного напряжения. // Электротехника, №5, 2010. – с. 47-55.

2. А.И. Кононенко. Новый подход к контролю состояния электрической изоляции по результатам измерения восстановленного напряжения. / Сборник научных трудов 5-ой Международной научно-технической конференции «Электрическая изоляция - 2010», 1 – 4 июня 2010г., г. Санкт-Петербург, изд. Политехнического университета. –с.255-263.

4. С.Д. Холодный. Технологическая термообработка изоляции кабелей и проводов. – М.: Изд-во МЭИ, 1994.

3. R. Neimanis, T.K. Saha, R. Eriksson. Determination of Moisture Content in Mass Impregnated Cable Insulation Using Low Frequency Dielectric Spectroscopy. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, USA, July 16-20, 2000.

5. E. Gulski, J.J. Smit, H.J. Van Breen, P.P. Seitz, F. De Vries, F. Petzold. «Partial Discharge Diagnosis of Stator Insulation Using Damped AC Voltages» Electrical Insulation. Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on 11-14 June, Toronto, Ont., 2006.

6. IEEE Std. 43-2000. Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machines.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТРОЙСТВ РЗА АЭС ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»

Караулов А.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

Надежность устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) в электроустановках атомных электрических станций является одним из условий безопасности АЭС и успешного бизнеса ОАО «Концерн Росэнергоатом» на рынке производства и потребления электрической энергии.

Устройства РЗА на АЭС подразделяются по принадлежности к электроустановкам в соответствии с их классификацией, определенной проектами энергоблока, внутренних и внешних общестанционных объектов АЭС. Для обеспечения устойчивой работы параллельно с энергосистемой на АЭС кроме РЗА установлены также устройства противоаварийной автоматики (ПАА). Большей частью устройства ПАА, установленные на АЭС являются локальными устройствами системной ПАА. Во взаимоотношениях с Системным оператором некоторые устройства РЗА и ПАА, установленные на АЭС, находятся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении Системного оператора. Техническое обслуживание при эксплуатации выполняют службы РЗА АЭС.

В течение длительного времени релейная защита, электроавтоматика и противоаварийная автоматика на всех объектах энергетической системы нашей страны были устроены практически однотипно. Это и иерархически централизованное построение службы РЗА Единой энергетической системы давало возможность концентрировать опыт эксплуатации и достаточно эффективно принимать превентивные меры по уменьшению количества неправильных срабатываний РЗА из-за ошибок, допущенных при конструировании реле и проектировании устройств РЗА. Однако после всем известной реорганизации электроэнергетики структура по обобщению опыта эксплуатации была дезорганизована. Фактически она не восстановлена с учетом изменившихся экономических взаимоотношений субъектов энергетики в том же эффективном виде, несмотря на усилия в этом направлении со стороны Системного оператора.

Что касается технических средств, которыми реализованы устройства РЗА АЭС. Электроустановки энергоблоков АЭС, вводившихся в эксплуатацию, оснащались устройствами РЗА, преимущественно выполненными электромеханическими техническими средствами. Около 10% приходилось на долю статических электронных аналоговых технических средств.

Из многолетнего опыта эксплуатации известно, что электромеханические реле по многим показателям удовлетворяли и удовлетворяют требованиям по обеспечению безопасности и устойчивости работы АЭС. В условиях реальной электромагнитной обстановки и связи отдельных технических средств и отдельных частей устройств РЗА медными проводниками электромеханические реле являются наиболее помехоустойчивыми. Однако увеличение единичной мощности генераторов и, соответственно трансформаторов блоков привело к необходимости повышения чувствительности и быстродействия основных защит трансформаторов и отдельных защит генераторов. Активно стали внедряться статические электронные реле (например, ДЗТ-21(23), РТФ-6, КЗР, КИВ-500, ЗЗГ, панели ПДЭ и другие). Более прибыльное производство электронных реле сказалось на качестве производства электромеханических реле и постепенной его деградации. Кроме того в преследовании экономии и в ожидании быстрого прогресса рынка электронных реле эксплуатирующие организации генерирующих и сетевых энергетических объектов, затормаживая замену электромеханических реле, отработавших рекомендованные разработчиками и изготовителями сроки 25 лет для электромеханических и 15 лет для статических электронных реле, предопределили старение установленной электромеханики и снижение спроса на новые электромеханические технические средства РЗА. На атомных станциях ОАО «Концерн Росэнергоатом» к 2010 году более половины всех установленных электромеханических реле находились в эксплуатации свыше 25 лет. По результатам ежегодно проводимых анализов работы устройств релейной защиты и автоматики, установленных на АЭС, становилось понятным, что технические устройства РЗА стареют и их состояние становится плохо прогнозируемым, а возможные дефекты все больше проявляются на введенных в работу устройствах. Данные о срабатывании устройств РЗА и ПАА в электроустановках АЭС приведены на рисунке 1.

Большинство повреждений и отказов электромеханических реле приходится именно на длительно эксплуатирующиеся реле и при этом находящиеся под постоянным воздействием электрического тока и электромагнитных полей. На рисунке 2 показано распре-

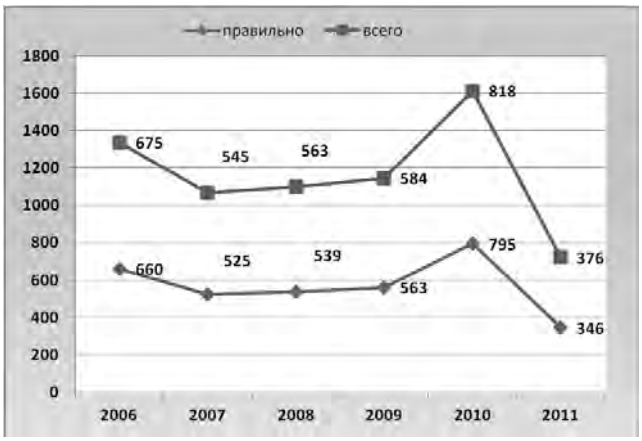


Рис. 1. Количество срабатываний УРЗА по годам на всех АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом»

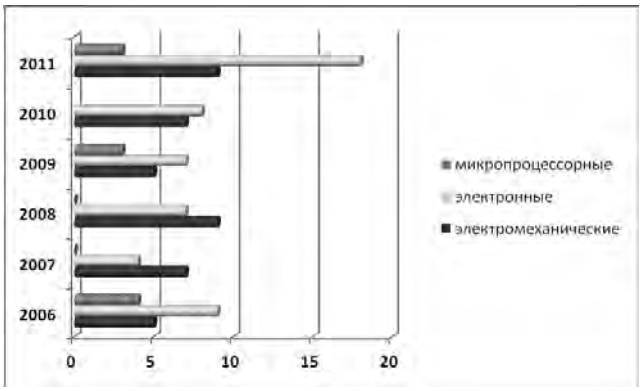


Рис. 2. Разделение неправильных срабатываний устройств РЗА в зависимости от технической базы

Таблица 1. Показатели правильности действия устройств РЗА на АЭС за 2011 г.

АЭС	Количество случаев действия устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, электроавтоматики и АВР на АЭС								
	общее число действия УРЗА				с оценкой «правильно»	с оценкой «неправильно»			
	всего	в том числе:				всего	в том числе:		
		РЗ	ЭА	ПА			«ложно»	«излишне»	«отказ»
Балаковская	19	12	4	3	13	6	6	-	
Белоярская	19	18	1		13	6	6	-	-
Билибинская	17	17	-	-	17	-	-	-	-
Калининская	25	11	6	8	23	2	2		-
Кольская	81	37	14	30	75	6	3	2	1
Курская	48	20	5	23	47	1	1	-	-
Ленинградская	39	26	13		38	1	1	-	-
Нововоронежская	80	42	15	23	73	7	6	1	-
Ростовская	31	17	13	1	31		-	-	-
Смоленская	17	13	4		16	1	1		
Всего за год	376	213	75	88	346	30	26	3	1

деление неправильных срабатываний устройств РЗА в зависимости от технической базы.

В таблице 1 проиллюстрирована работа устройств РЗА с распределением по типам и атомным электростанциям в 2011 году.

Следует заметить, что службы РЗА АЭС были укомплектованы имеющими опыт и практические навыки ответственно и творчески относящимися к своим обязанностям специалистами. Однако техническая методическая документация и средства диагностики и проверки технических средств РЗА не позволяли выявить все дефекты, особенно находящиеся в начальной стадии, при проведении технического обслуживания. Примерно половина дефектов выявлялась при эксплуатации устройств РЗА. В таблице 2 представлено соотношение дефектов, выявленных при проведении технического обслуживания и при эксплуатации устройств РЗА.

Таблица 2. Количество дефектов, выявленных в устройствах РЗА АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» за 2011 год

Отчетный период (год)	Выявлено дефектов в устройствах РЗА, количество/процент		
	всего, 100 %	в режиме эксплуатации	при проведении ТО
2011	63	27 / 42,9	36 / 57,1
2010	49	30 / 61,2	19 /38,8
2009	59	42 / 71,2	17 / 28,8
2008	69	45 / 65,2	24 / 34,8
2007	87	61 / 70,1	26 / 29,9

В таблице 3 представлены некоторые дефекты устройств РЗА и способы их устранения в 2011 году.

Таблица 3. Способы устранения выявленных дефектов УРЗА

Меры, принятые для устранения дефектов в устройствах РЗА АЭС	Устранено дефектов	
	кол-во	процент
1. Радиоэлементы, блоки питания и модули:	21	42
- замена радиоэлементов в устройствах ПАА, в комплектных УРЗА и др. устройствах (микросхемы, полупроводниковые элементы, электролитические конденсаторы, резисторы и др.)	15	
- замена блоков и модулей	6	
2. Электромеханические реле	18	36
-замена реле, в том числе:	9	
- реле тока (тип РТ40/60)	1	
- реле промежуточное (тип РП 8, РП16-1, РП-25)	5	
- реле времени (типа РВ -235РЭВ, РЭВ 1220)	5	
- реле указательное РЭПУ 12, РЭУ 11	3	
- реле МЭР М23 7/054	1	
- ремонт реле:	3	
- реле тока (тип РТ40/60)	1	
- газовое реле РГТ-80	2	
3. Другое оборудование	11	22
- ремонт элементов (восстановление контакта путем регулировки и ремонта, пайка , восстановление изоляции) и др.	6	
- замена элементов (предохранители, фильтр ОФП-4, термосигнализатор, прибор М1730 в СВ и др.)	5	
Всего	50	100

Быстрое увеличение количества электромеханических и электронных реле, отработавших рекомендованные изготовителями сроки, реализация программ продления сроков эксплуатации энергоблоков привели к пониманию необходимости не просто замены технических средств устройств РЗА, но их модернизации. В сложившихся условиях решение было однозначным – производить замену электромеханических и статических электронных технических средств на микропроцессорные устройства РЗА, предложение которых на рынке приобрело стабильный и многообразный характер в том числе и учитывающий требования по обеспечению безопасности работы АЭС.

Вместе с тем реорганизация, проведенная в энергетике, фактически лишила службы РЗА АЭС, а также и других энергетических объектов, возможности использования обобщенного опыта применения микропроцессорных устройств РЗА. До сих пор отсутствует крепкая методическая документальная база по выбору, конфигурации и параметрированию микропроцессорных комплексных устройств, набор функций которых заменяет устройства РЗА на электромеханических реле. То же самое можно сказать и об организации эксплуатации. Задекларированные простота и меньшая трудозатратность обслуживания, надежность привнесли новые эксплуатационные задачи, которые с определенным допущением можно было бы отнести к разряду непредвиденных. Потребовалось изменение квалификационных требований к персоналу, изменение штатной структуры участков служб РЗА атомных электростанций и подходов к созданию нормальных физических условий в месте установки электронных реле для обеспечения их работоспособности и правильности срабатывания. В сознание специалистов служб РЗА стало внедряться ранее активно не употреблявшееся понятие об электромагнитной совместимости.

Устройства, ставшие работать с меньшими значениями токов и напряжений в логической части, оказались в отдельных случаях не устойчивы к воздействию помех в измеряемых параметрах защищаемого оборудования и в сети оперативного тока, проявлявшихся к тому же не очень явно. Состояние сложных элементов могли быть проконтролированы только измерением статических и динамических характеристик. Вместе с тем существовавшие методы и технические средства диагностики не позволяли однозначно выявлять дефекты при техническом обслуживании и предотвратить ложные срабатывания, приводящие к аварийной остановке ядерного реактора. Оказалось, что повреждение единичного элемента технического средства может привести к ложному аварийному отключению энергоблока от сети при его работе на полной мощности и не всегда можно было установить коренную причину, вызвавшую ложную работу устройства или сложного единичного элемента.

В 2009 году был разработан руководящий документ эксплуатирующей организации ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Устройства релейной защиты и электроавтоматики атомных электрических станций. Общие технические требования». Документ формализовал направление замены и модернизации устройств РЗА, узаконил возможность применения принципа мажорирования для устройств РЗА блоков генератор-трансформатор с целью исключения срабатывания устройства при отказе единичного элемента.

По результатам обсуждений путей усовершенствования РЗА блоков «генератор-трансформатор» АЭС специалистами ООО «НПП «ЭКРА» было разработано устройство защит блоков «генератор-трансформатор», значительно подвинувшее решение задачи о предотвращении аварийного отключения от сети энергоблока при повреждении единичного элемента микропроцессорного устройства релейной защиты и автоматики. Устройство реализует алгоритм с элементом мажорирования по принципу – два из четырех. Для защит и управления блоком генератор-трансформатор фактически устанавливается четыре терминала по два в одном шкафу. Каждый шкаф подключается к своей группе измерительных трансформаторов и отдельному источнику оперативного тока. Два терминала в одном шкафу включаются в цепях выходных воздействий по логической схеме «И», а два шкафа по схеме «ИЛИ».

Устройство введено в эксплуатацию на двух энергоблоках Курской АЭС.

Таким образом, найден некоторый компромисс между двумя требованиями к релейной защите:

- не допустить аварийного отключения энергоблока при повреждении единичного элемента технического средства;
- отключить электрооборудование с повреждением при возникновении такого требования.

Вместе с тем техническая политика в части модернизации устройств РЗА энергоблоков в ОАО «Концерн Росэнергоатом» не выражает явной поддержки такого пути модернизации устройств РЗА для генераторов и оборудования главной схемы выдачи электроэнергии АЭС.

Известные приоритеты при проведении конкурсов в сторону ценовой составляющей предложений поставщиков, привели к не совсем оправданному многообразию технических средств для решения однотипных задач. Например, в электроустановках собственных нужд одной проектной организацией на разных блоках применены микропроцессорные блок-реле разных производителей. («Шнайдер электрик» на Ростовской АЭС и «АРЕВА» на Калининской АЭС). При дублировании основных защит требование применении защит, выполненных на разных принципах действия, реализуется фактически установкой терминалов разных изготовителей.

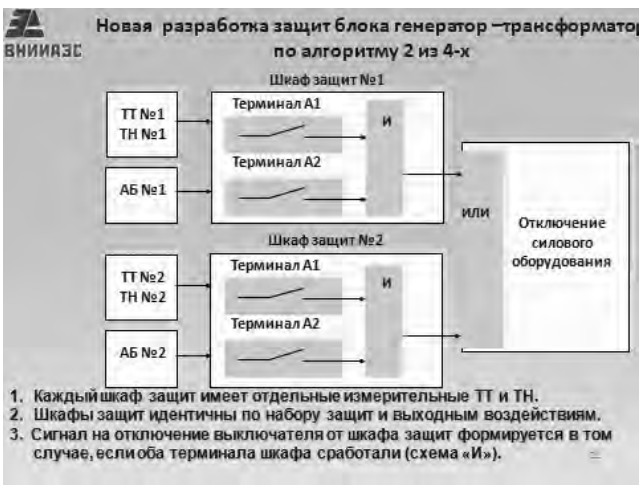


Рис.3. Поясняющая схема устройства защиты блока «генератор-трансформатор» с применением принципа мажорирования

Для придания процессу замены устройств РЗА энергоблоков АЭС и максимального сопряжения с работами по продлению сроков эксплуатации энергоблоков в 2010 году была разработана и утверждена программа замены устройств РЗА главных электрических схем АЭС.

На текущий момент уже выполнены замены электромеханических и электронных реле на микропроцессорные комплекты в устройствах РЗА блоков «генератор-трансформатор», распределительных шин и ВЛ в ОРУ, на присоединениях собственных нужд энергоблоков. РЗА энергоблоков и ОРУ оснащаются преимущественно изделиями ООО НПП «ЭКРА», также применяются изделия фирмы «Сименс» и АВВ. В системе собственных нужд представлены НТЦ «Механотроника», Шнайдер электрик и АРЕВА.

С учетом опыта эксплуатации и анализа работы микропроцессорных устройств с оценкой «неправильно» в 2011 году пересмотрены руководящие документы «Устройства релейной защиты и электроавтоматики атомных станций. Общие технические требования» и «Цифровые (микропроцессорные) устройства релейной защиты и автоматики электроустановок собственных нужд нормальной эксплуатации, систем важных для безопасности и аварийного электроснабжения АЭС. Общие технические требования. (ОТТ к ЦУРЗА СН АЭС)». В пересмотренных документах уточнены показатели технических характеристик, обязательных при составлении технических требований или технического задания на проектирование, требования к вопросам ближнего и дальнего резервирования.

Опыт уже выполненных работ по модернизации устройств РЗА в электроустановках АЭС различного назначения позволяет сделать выводы:

- более предпочтительной должна быть полная замена устройства РЗА присоединения. Если релейная защита заменяется микропроцессорным комплектом, то и все устройства управления коммутационными аппаратами, сигнализации и электроавтоматики должны заменяться техническими средствами, сопрягаемыми по основным параметрам с МП УРЗА;
- одновременно нужно выполнить модернизацию сети постоянного тока. Как минимум нужно модернизировать устройство контроля изоляции и выполнить расчеты по изменению емкости сети оперативного постоянного тока с установкой большого числа МП УРЗА;
- обязательно предусматривать требования к поставщикам по гальваническому разделению дискретных входов МП УРЗА, подключаемых к длинным проводниковым связям;
- по возможности заменять длинные проводниковые связи оптоволоконными.

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ООО НПП «ЭКРА» ДЛЯ ОБЪЕКТОВ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Доронин А.В.
ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары

ООО НПП «ЭКРА» - научно-производственное предприятие, созданное в 1991 году российскими специалистами-релейщиками в г. Чебоксары и функционирующее без участия иностранного капитала. Предприятие выпускает современные устройства релейной защиты и другое электротехническое оборудование.

Применяя весь накопленный опыт выполнения электротехнического оборудования для объектов энергетики и промышленных объектов, НПП «ЭКРА» осуществляет поставки на АЭС по следующим направлениям:

- устройства релейной защиты и автоматики энергоблоков и другого станционного оборудования,
- устройства релейной защиты подстанционного оборудования,
- системы оперативного постоянного тока, щиты собственных нужд, системы сигнализации и другое оборудование вторичной коммутации,
- системы мониторинга состояния, сбора, архивации и передачи информации с устройств релейной защиты и вторичной коммутации (АСУ электрической части),
- системы плавного пуска и частотного регулирования мощных электродвигателей напряжением 3, 6, 10 кВ,
- системы автоматизированной проверки первичного и вторичного оборудования,
- проектные работы по «привязке» поставляемого оборудования.

Варианты выполнения резервирования систем релейной защиты

Стандартным вариантом резервирования при выполнении комплексов защит станционного оборудования, выпускаемых НПП “ЭКРА”, является дублирование комплектов. Предлагаются две одинаковые взаиморезервируемые автономные системы защит для каждого объекта энергоблока. Комплекты подключаются к независимым цепям постоянного оперативного тока и отдельным трансформаторам тока и напряжения. В таком исполнении поставляется большинство комплексов защит станционного оборудования на ТЭЦ, ГРЭС, ГЭС, ГТУ и др. Часть проектов защит для АЭС также была выполнена по принципу дублирования комплектов:

- блоки №2 и 3 Ростовской АЭС (генпроектировщик ОАО «НИАЭП»),
- блоки №3 и 4 Кольской АЭС (генпроектировщик ОАО “СПбАЭП”),
- блок №5 Нововоронежской АЭС, блок №1 Балаковской АЭС (генпроектировщик ОАО “Атомэнергопроект”, г. Москва)

В последнее время на атомных станциях с целью предотвращения ложных срабатываний, приводящих из-за недовыработки электроэнергии к большим финансовым потерям, поднимается вопрос о применении в проектах РЗА блоков генератор-трансформатор мажоритарного принципа формирования выходного сигнала на отключение. Реализация может быть следующей: изготавливаются три одинаковых шкафа защит объекта (например, генератора), включающие все необходимые защиты, и контактами объединяются по мажоритарному принципу (2 из 3) внешней схемой. Внешняя схема выполняется в отдельном шкафу (панели) (рис. 1, а).

Наряду с достоинствами такого принципа существуют и недостатки: очень сложное схемное выполнение всей защитной цепи. Для полноценной реализации принципа мажорирования необходимо иметь по три комплекта не только устройств защит, но и трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН),



а) Мажоритарный способ



б) Схема «2 из 4»

Рисунок 1. Схемы выполнения комплексов защит для блоков АЭС

аккумуляторных батарей (АКБ), кабельных связей, цепей отключения и т.д. В условиях реконструкции защит это практически невыполнимо. Поэтому, в качестве альтернативы чисто мажоритарному принципу НПП «ЭКРА» может предложить вариант построения комплекса защит по схеме «два из четырех»: каждый комплект состоит из двух функционально однотипных терминалов с выполнением выходных воздействий по схеме «И»; шкафы при этом работают по схеме «ИЛИ» (рис.1, б). Применение такого принципа позволяет значительно снизить вероятность ложного срабатывания в случае неисправности одного из терминалов, а так же уменьшает вероятность отказов. В то же время данная схема легко реализуется при реконструкции РЗА станции, т.к. предполагает подключение к двум комплектам ТТ и ТН, двум аккумуляторным батареям и т.д. Как правило, два комплекта указанного оборудования уже имеются на станции. Если сравнивать стоимостные параметры, то предлагаемый вариант “2 из 4” получается экономичнее по цене и занимаемому месту: необходимо два шкафа на защищаемый объект вместо трех. Кроме того, не требуется установка третьего комплекта ТТ, ТН, АКБ и др.

По схеме “2 из 4” в выполнены проекты:

- блоки 3 и 4 Курской АЭС (генпроектировщик Атомэнергопроект, г. Москва),
- защиты РТСН №1,2 блока Смоленской АЭС,

Такую же схему планируется применить при реконструкции РЗА блока №4 Балаковской АЭС.

Система постоянного оперативного тока

Отдел НКУ НПП «ЭКРА» осуществляет проектирование, изготовление и комплексную поставку оборудования систем оперативного постоянного тока (СОПТ), щитов собственных нужд 0,4 кВ и нетиповых шкафов вторичной коммутации.

СОПТ имеет следующие особенности:

- для контроля сопротивления изоляции и автоматического поиска фидеров с замыканиями на землю используется собственная система «ЭКРА-СКИ», которая не вызывает ложных срабатываний РЗА при своей работе, а также может работать в сетях постоянного тока с большой емкостью относительно земли. В системе «ЭКРА-СКИ» предусмотрена возможность дистанционной связи с ПЭВМ по локальной сети, при этом возможно ознакомиться с текущей информацией и архивом событий.
- имеется система мониторинга и связи с АСУТП, которая позволяет передавать в АСУТП верхнего уровня информацию о состоянии цепей и устройств в составе СОПТ, в том числе с применением протокола 61850. Система может сохранять осциллограммы аварийных процессов для последующего анализа событий.

Металлоконструкции шкафов изготавливаются с использованием оцинкованной стали и в едином стиле с остальным оборудованием производства НПП «ЭКРА».



Рисунок 2. Шкаф с системой контроля «ЭКРА-СКИ»

Программно-технический комплекс EKRASCADA

Для обеспечения максимальной совместимости оборудования и использования всего его функционала, НПП «ЭКРА» разработала собственные программные средства АСУ – EKRASCADA. Помимо программного обеспечения SCADA были разработаны необходимые технические средства для ввода первичной информации и взаимодействия с объектом управления. Все оборудование, в том числе и сервера, располагается в унифицированной линейке шкафов.

Примером реализации такой комплексной системы, является автоматизированная информационная система релейной защиты и автоматики (АИСРЗА) блоков № 3 и 4 Курской АЭС.

На данной станции SCADA решает задачи интеграции и унификации представления различных систем для оперативного персонала и персонала релейной службы, единой базы данных событий, регистрируемых различными подсистемами, является источником точного времени для большинства интегрируемых интеллектуальных устройств и передача информации в систему обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора (СОТИ АССО).

В систему АИСРЗА интегрированы:

- шкафы РЗА блоков генератор-трансформатор типа ШЭ111Х;
- РЗА трансформаторов, ошиновки, рабочих вводов секций 6кВ типа ШЭ111Х и ШЭ2607;
- шкафы системы оперативного постоянного тока (СОПТ) типа ШОТЭ;
- устройства Sepam 80NPP производства Schneider-Electric;
- системы возбуждения генераторов типа СТН с микропроцессорными регуляторами и устройствами контроля изоляции цепей возбуждения генераторов и возбудителей.

Проектные работы

НПП «ЭКРА» занимается не только поставкой различного электротехнического оборудования, но и выполняет комплекс работ по проектированию с привязкой к первичной схеме станции, а именно:

- Предпроектное обследование на территории Заказчика (сбор исходных данных), разработка технического задания на основании материалов обследования;
- Разработка рабочей документации, в составе:
  - Пояснительная записка;
  - Принципиальные схемы;
  - Задания заводу на шкафы;
  - Кабельный журнал, монтажные схемы;
  - Расчеты токов короткого замыкания, уставок защит и автоматики, погрешностей ТТ и ТН;
  - Сметы и спецификации.
  - Согласование проектно-сметной документации.

До недавних пор НПП «ЭКРА» не занималась проектами привязки РЗА блоков атомных станций. С 2011 года мы начали участвовать в конкурсах на проектирование РЗА АЭС и на текущий момент выполняем проектные работы для Балаковской АЭС: реконструкция РЗА блока №4, АТ 220/500 кВ и 2РТСН-1,2.

Можно отметить следующие основные особенности проекта:

- оборудование РЗА блока по требованию станции выполняется по схеме «2 из 4», этим повышается надежность и отказоустойчивость системы защит;



Рисунок 3. Шкаф серверного оборудования

- кроме модернизации оборудования релейной защиты производится замена панелей автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) блока на серии ШЭ223;
- отдельный раздел разрабатываемой документации посвящен созданию программно-технического комплекса службы РЗА (ПТК СМРЗА) на общестанционном уровне и на уровне блоков. Это позволит персоналу оперативно получать необходимую и достоверную информацию об оборудовании;
- в рамках проекта для подтверждения возможности использования микропроцессорного оборудования будет производиться комплекс работ по определению электромагнитной обстановки (ЭМО) в помещениях станции с оформлением соответствующих отчетов и выдачей рекомендаций и решений по ее улучшению.

НПП «ЭКРА» при выполнении проектов получает возможность учесть самые современные и надежные решения для разрабатываемого и поставляемого электротехнического оборудования. Это позволяет в целом снизить продолжительность работ, но сохранить при этом качество выполнения комплексных решений.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОВЕРОК ПЕРВИЧНОГО И ВТОРИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ АЭС

Соловьев М.Ю.
ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары

Введение

Увеличение срока службы оборудования насущная задача, с которой столкнулась современная энергетика в России. Одним из способов увеличения сроков службы является углубленная диагностика оборудования и своевременное выявление потенциальных источников аварий. Ввиду сокращения профессионального кадро-

вого состава возрастает нагрузка на специалистов, и соответственно особое значение приобретает возможность сокращения времени проверки.

В данной статье представлены компактные программно-технические комплексы, позволяющие автоматизировать проверки первичного и вторичного оборудования энергетики, сократить время проверок наряду с увеличением качества и точности диагностики благодаря использованию новых подходов.

Проведен краткий обзор четырех систем:

1. ПТК «ЭКРААВТОТЕСТ», система, включающая в себя Omicron серии CM и предназначенная для автоматизации проверок микропроцессорных терминалов РЗА производства НПП «ЭКРА».
2. ПТК «РТМ», система с дружественным интерфейсом, позволяющая проводить автоматизированные проверки и оценку силовых трансформаторов, трансформаторов тока и высоковольтных выключателей. Управление испытательным оборудованием серии Omicron CP осуществляется по Ethernet, а результаты испытаний сохраняются в структурированной базе данных.
3. Анализатор трансформаторов тока CT Analyzer, позволяющий в автоматическом режиме быстро снять и оценить характеристики защитных и измерительных ТТ.
4. Анализатор содержания воды в бумажной изоляции – DIRANA, позволяющий в автоматизированном режиме провести достоверную оценку степени старения изоляции за счет комбинирования метода измерения токов поляризации-деполяризации и метода частотной спектроскопии. Достоверность нового метода повышается за счет значительного сокращения время измерения.

ПТК «ЭКРААВТОТЕСТ»

Для облегчения наладки сложных микропроцессорных релейных защит был разработан специализированный программно-технический комплекс «ЭКРААВТОТЕСТ», позволяющий определить тип терминала, версию ПО, уставки и загрузить программу проверки, точно соответствующую данному исполнению. Сложность современных микропроцессорных защит зачастую затрудняет проведение испытаний в силу того, что производитель не раскрывает особенности работы определенных алгоритмов. Наличие ПТК проверки от производителя, гарантирует надежное тестирование защит вне зависимости от их сложности. Например, в версии «ЭКРААВТОТЕСТ» для Курской АЭС проверяются:

- продольная дифференциальная защита вспомогательного генератора;
- защита от несимметричных перегрузок;
- защита ротора от перегрузок.

Таким образом, отпала необходимость в выполнении большого объема ручных вычислений и снизилась вероятность ошибки. Рассмотрим другой случай, в терминалах РЗА «ЭКРА» защита от замыкания на землю обмотки статора может выполняться по девяти различным схемам, стандартные программные модули автоматической проверки иностранных производителей здесь бессильны, а «ЭКРААВТОТЕСТ» существенно ускоряет и облегчает проверку. При тестировании терминала контрольное реле «подключается» к нужной



Рис. 1. Процесс соединения и идентификации подключенного оборудования

точке на схеме внутренней логики, проверяя определенные функции защиты в соответствии с алгоритмом, заложенным разработчиком.

При первом включении ПТК «ЭКРААВТОТЕСТ» устанавливает связь с терминалом, считывает данные и отображает полученную информацию в диалоговом окне. Скриншот диалогового окна показан на Рисунке 1.

После запуска процедуры проверки вмешательство специалиста требуется только по мере необходимости изменения схемы соединения, в этих случаях тестирование приостанавливается и на экране монитора появляется необходимая подсказка, показанная на Рисунке 2:



Рис. 2. Остановка проверки для проведения изменений в схеме подключения

Все результаты измерений автоматически запоминаются, всегда можно посмотреть их и при необходимости повторить любые пункты испытания. По окончании проверки генерируется отчет в форме стандартного текстового протокола.

Для простых релейных защит, поставляемых в виде отдельных терминалов, существуют исполнения ПТК с дополнительным коммутатором, который позволяет пройти всю процедуру проверки от начала до конца без участия оператора.

ПТК «РТМ»

Одной из серьезных проблем в электроэнергетике является проблема старения силового электротехнического и энергетического оборудования. Решением данной проблемы является проведение ремонта по фактическому состоянию. Основными инструментами определения текущего состояния являются автоматизированные системы диагностики оборудования.

Программно-технический комплекс состоит из программного обеспечения РТМ и устройства СРС 100 с приставкой TD1, показанный на Рисунке 3.



Рис. 3. Состав программно-технического комплекса РТМ

Программное обеспечение ПТК РТМ предоставляет пользователю возможность выполнения диагностических испытаний для анализа состояния силовых трансформаторов, РПН, высоковольтных вводов, трансформаторов тока и силовых выключателей.

Достоинства ПТК РТМ

- Интегрированная система тестирования и хранения данных по различным объектам испытаний
- Удобный интерфейс, облегчающий подготовку программ испытаний, управление оборудованием и создание отчетов.
- Настраиваемая методика для испытания по соответствующим промышленным стандартам
- Гибкая настройка испытаний и измерений
- Автоматическое снятие параметров силового трансформатора по трем фазам высоковольтной и низковольтной стороны при различных положениях РПН после проведения разового подключения
- Наличие интерфейсов импорта и экспорта данных для обмена с другими информационными системами.

Возможности ПТК «РТМ» по проведению различных измерений

Для силовых трансформаторов:

- Тангенс угла диэлектрических потерь и емкостное сопротивление трансформаторов на различных частотах
- Тангенс угла диэлектрических потерь и емкостное сопротивление высоковольтных вводов
- Полное сопротивление короткого замыкания / реактивное сопротивление утечки
- Коэффициент трансформации
- Сопротивление обмотки подмагничивания
- Частотная характеристика потерь рассеяния (FRSL)
- Динамическая диагностика РПН

Для трансформаторов тока:

- Коэффициент трансформации с подачей первичного тока
- Коэффициент мощности / тангенс угла диэлектрических потерь и емкостное сопротивление

Для высоковольтных выключателей:

- Коэффициент мощности / тангенс угла диэлектрических потерь и емкостное сопротивление высоковольтных вводов
- Сопротивление контактов

Примеры неисправностей, выявленных с помощью инновационные методов измерения, используемых в ПТК РТМ, показаны на Рисунках 4-7.

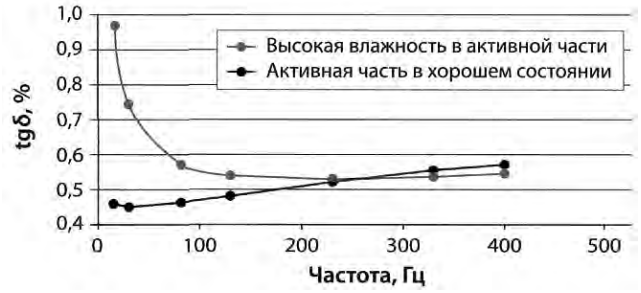


Рис. 4. Высоковольтный ввод с RIP-изоляцией без волоконной трубки

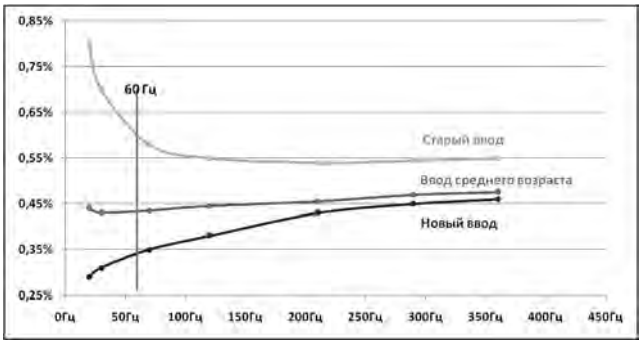


Рис. 5. Тангенс угла диэлектрических потерь. Высоковольтный ввод, показанный зеленым цветом, имеет высокое содержание влаги

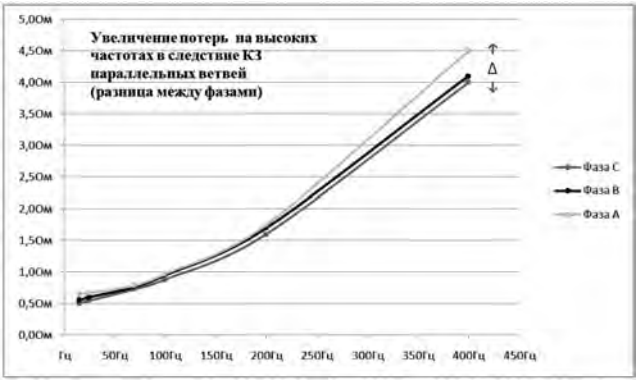


Рис. 6. Частотная характеристика потерь рассеяния (FRSL). В обмотке фазы А, выполненной транспонированным проводом, выявлено замыкание внутри витка

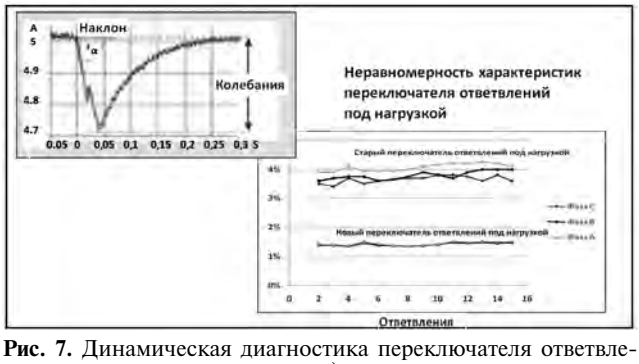


Рис. 7. Динамическая диагностика переключателя ответвлений (испытание устройств РПН)

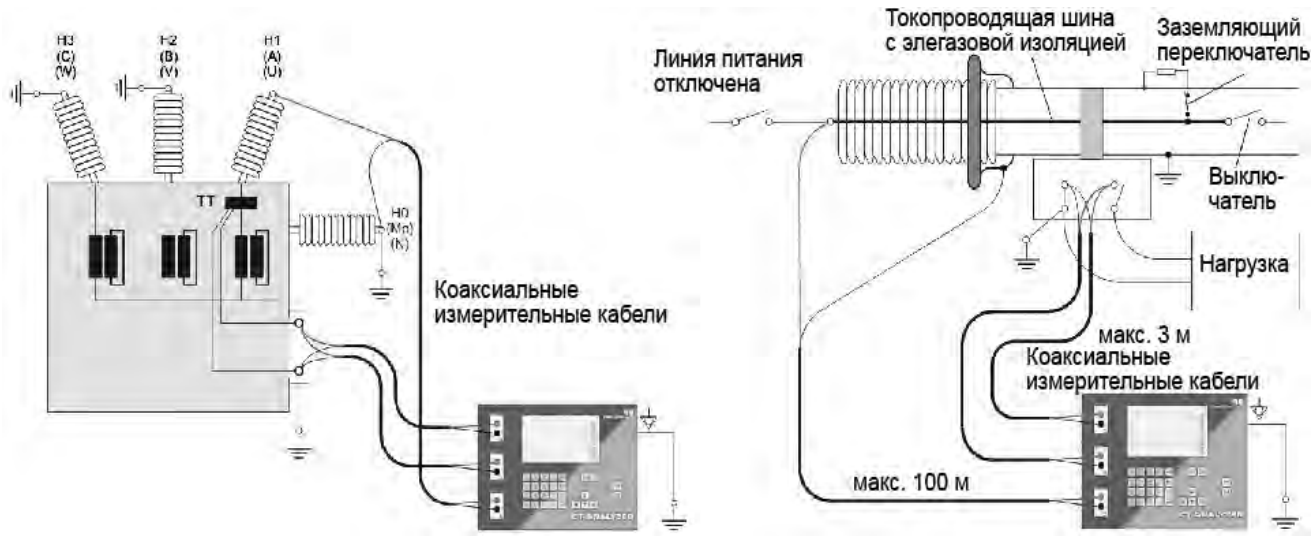


Рис. 8. Подключение к встроенным трансформаторам тока

Благодаря данной системе повышается актуальность данных, применяемых для диагностирования состояния, и улучшается достоверность полученных диагностических результатов. В результате заблаговременного обнаружения дефектов снижается количество внезапных отказов диагностируемого оборудования и сокращаются расходы на устранение аварий.

АНАЛИЗАТОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА CT ANALYZER

CT Analyzer предоставляет возможность быстрого проведения испытаний трансформаторов тока. Анализатор поддерживает широкий спектр измерительных функций:

- измерение коэффициента трансформации ТТ и угловой погрешности с учетом номинальной и подключенной нагрузки;
- измерение фазы и полярности включения ТТ;
- измерение сопротивления обмотки ТТ;
- построение характеристики возбуждения/насыщения ТТ;
- измерение вторичной нагрузки;
- измерение характеристик переходных процессов для ТТ с точно заданными переходными характеристиками (TPS, TPX, TPY и TPZ);
- определение фактора ограничения точности, коэффициента безопасности, коэффициента остаточной намагниченности, размерного коэффициента переходного режима, точки перегиба ВАХ, класса, индуктивности в насыщенном и ненасыщенном режимах.

Первоначально анализатор поднимает напряжение и если не может определить точку насыщения начинает снижать частоту вплоть до наступления насыщения. На основании проведенных измерений строится электрическая модель ТТ и проводятся вычисления основных параметров. Преимущество этого метода проявляется в тех случаях, когда необходимо снять характеристики ТТ встроенных в силовой трансформатор или элегазовый выключатель, как показано на Рисунке 8.

Используя различные стандарты, Анализатор способен определить паспортные данные трансформатора тока, как показано на Рисунке 10 в соответствии с ними.

Проведенные измерения можно сохранить в памяти и в дальнейшем использовать для составления отчета, а кривые намагничивания ТТ легко сравнить наложив друг на друга.

Таким образом CT Analyzer является удобным инструментом для проверки стандартных ТТ большой мощности.

АНАЛИЗАТОР СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ИЗОЛЯЦИИ DIRANA

Для диагностики состояния высоковольтного ввода изготовленного из материалов, содержащих целлюлозу, достаточно определить содержание воды в твердой изоляции. Вода в бумажно-масляной изоляции вызывает три повреждающих эффекта: уменьшает диэлектрическую прочность, ускоряет старение целлюлозы и становится причиной эмиссии газообразных пузырь-

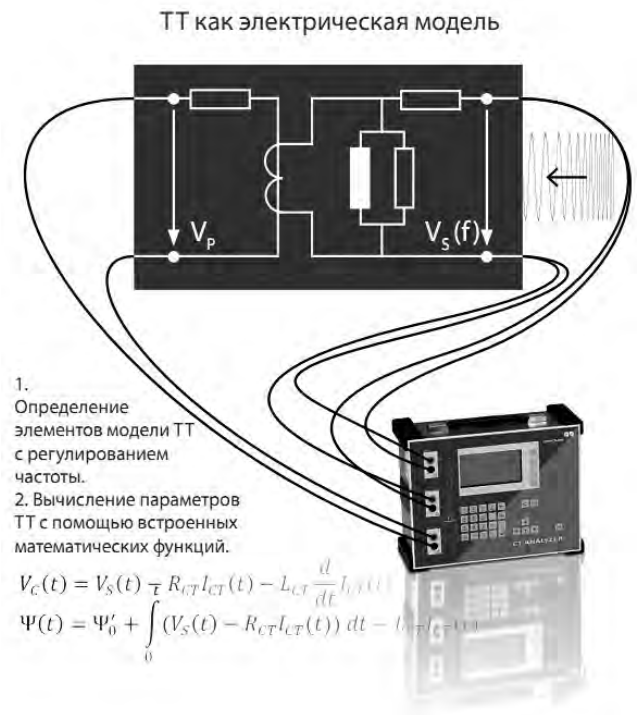


Рис. 9. Использование пониженной частоты для расчета параметров

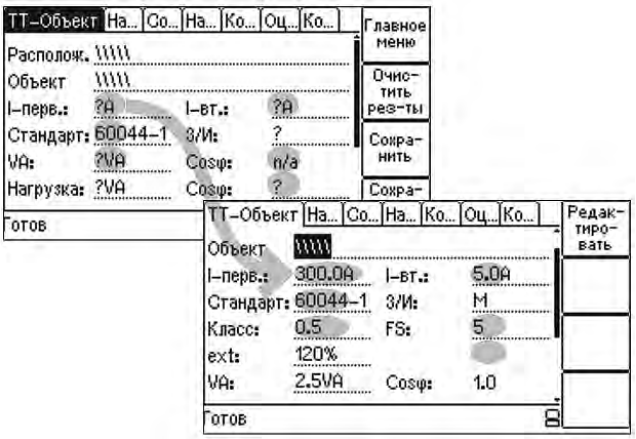


Рис. 10. Определение паспортных данных трансформатора тока

ков при высокой температуре. Следовательно, знание уровня содержания влаги в изоляции трансформаторов имеет важное значение для безопасной эксплуатации и дальнейшего обслуживания трансформатора. Новые методы поляризационных и деполяризационных токов и частотной спектроскопии с научно разработанными методиками интерпретации дают возможность правильно рассчитать влагосодержание в твердой изоляции. В устройстве DIRANA используется новый подход, который объединяет измерения во временном и частотном диапазонах для сокращения времени измерения и позволяет также компенсировать эффект изменения проводимости из-за старения материалов. Метод поляризационных и деполяризационных токов основан на записи токов заряда и разряда во времени. Их обычно называют поляризационными и деполяризационными токами PDC. На рисунке 11 (слева) показана форма и общая зависимость измерения PDC.

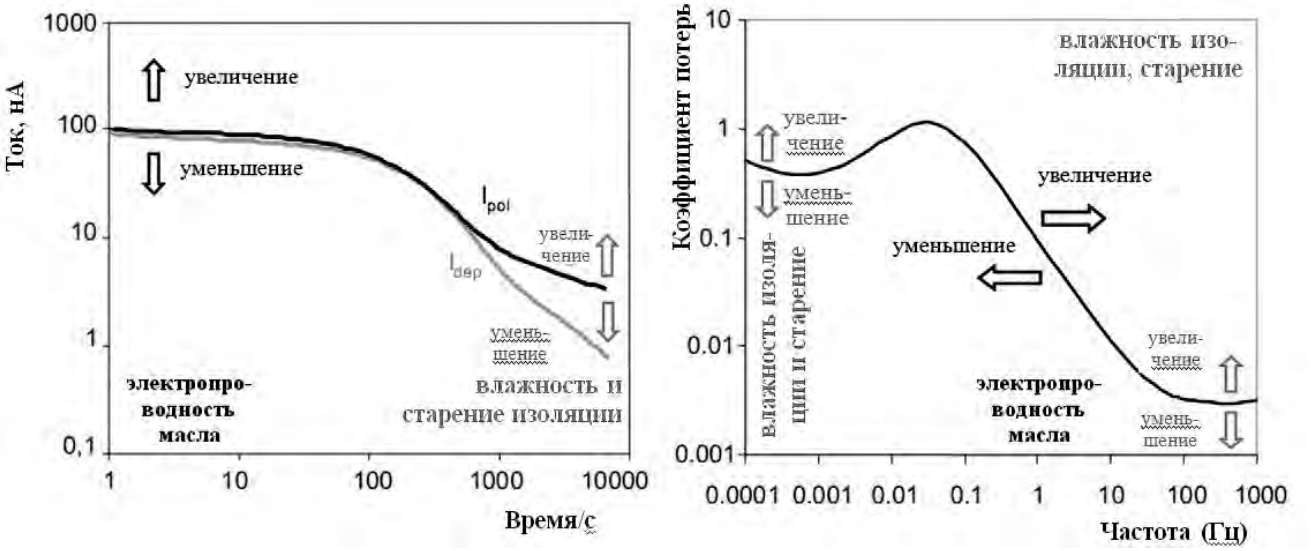


Рис. 11. Интерпретация поляризационных и деполяризационных токов (слева)
Интерпретация зависимости коэффициента рассеяния от частоты для бумажно-масляной изоляции (справа)

Метод измерения в частотной области получен из известного метода измерений коэффициента рассеяния в частотном диапазоне, расширенном в область низких частот. Полученный метод измерения называют методом Частотной Спектроскопии FDS. На Рисунке 11 (справа) показана типичная s-образная кривая зависимости коэффициента рассеяния от частоты и интерпретация этой кривой для силового трансформатора.

Комбинированное измерение во времени и частоте объединяет в себе преимущества метода измерения тока поляризации за интервал времени с методом частотной спектроскопии и, таким образом, значительно сокращает время измерения по сравнению с существующими методами. Дело в том, что измерение во времени может быть выполнено достаточно быстро, но ограничено областью низких частот. Напротив, измерения в частоте выполнимы для высоких частот, но занимают много времени при низких частотах. Объединение обоих методов сокращает продолжительность на 50-75% по сравнению с применением метода измерений в частоте. На Рисунке 12 сравнивается необходимая продолжительность времени и исследуемый частотный диапазон для методов измерений в частоте и временном интервале и их комбинации.

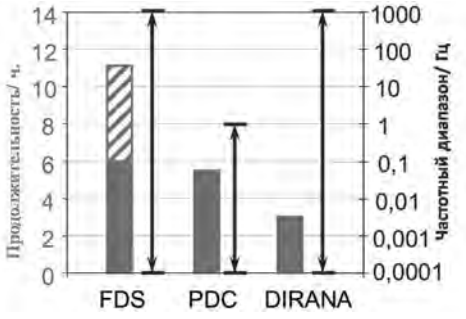


Рис. 12. Длительность измерения и частотный диапазон при измерении во времени, частоте и их комбинации (FDS, PDC, DIRANA)

Наличие у устройства DIRANA дополнительного канала CH2 позволяет снимать параметры не только у двухобмоточных, но и у трехобмоточных силовых трансформаторов, как показано на Рисунке 13.

После проведения испытаний программное обеспечение проводит анализ измеренных параметров и дает оценку состояния высоковольтного ввода, как показано на Рисунке 14.

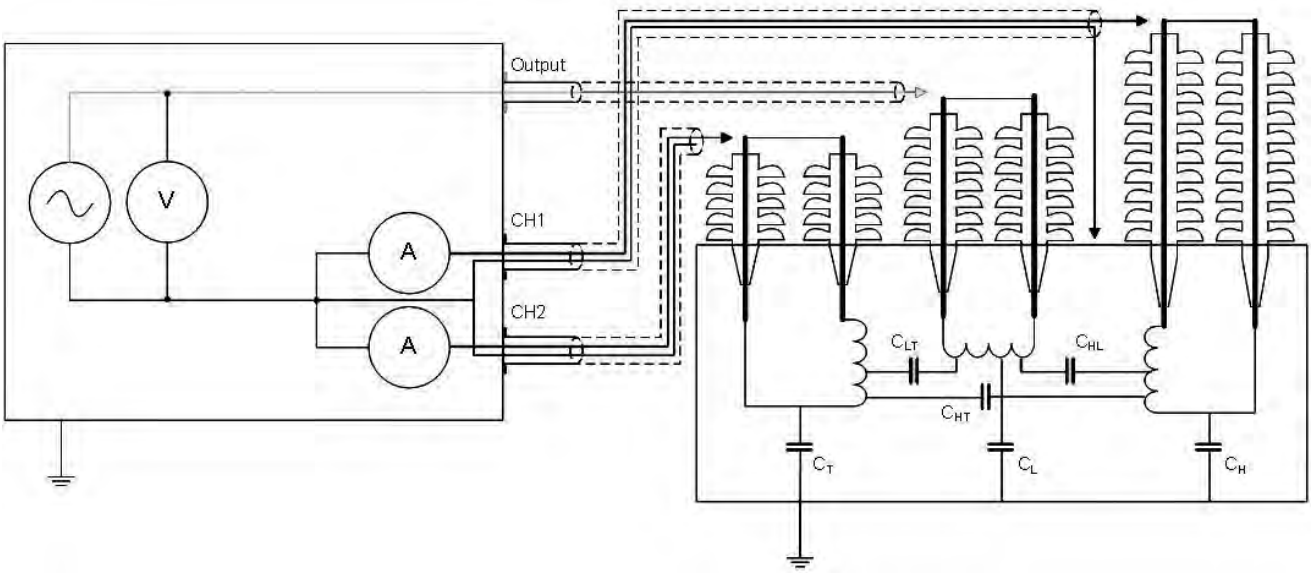


Рис. 13. Метод подключения установки к трехобмоточному трансформатору.

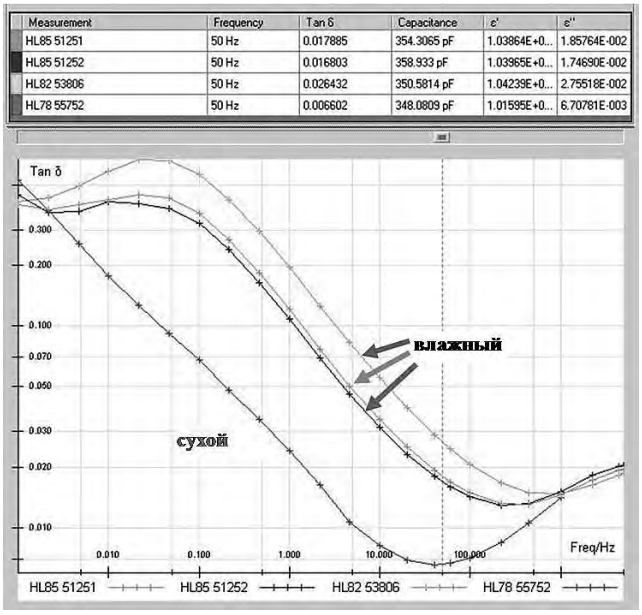


Рис. 14. Характеристики высоковольтных вводов с нормальным и высоким содержанием влаги.

Таким образом, можно сделать заключение о техническом состоянии высоковольтного ввода, степени его старения и возможности дальнейшей эксплуатации.

Выводы

Автоматизация проверок первичных и вторичных систем энергетики помимо удобства позволяет повысить качество проверок и сократить время на проведение регламентных работ. Новые методы диагностики способны выявить неисправности на ранней стадии их возникновения и предотвратить серьезные аварии за счет своевременного ремонта. А определение реальной степени старения изоляции позволяет продлить безопасную эксплуатацию оборудования.

Список литературы

1. М.Крюгер, А.Кретге, М.Кох, И.О. Диагностика высоковольтных вводов. «Новости электротехники», №3(63), 2010.

3. Frei K., Koch N. Zustandsbeurteilung von Durchfuhrungen im Praxiseinsatz / OMICRON transformer conference. Bregenz, 2007.

УЧЕТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОВРЕЖДАЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРОЕКТНЫХ АВАРИЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ СРОКА СЛУЖБЫ КАБЕЛЕЙ В ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Циканин А.Г., Кононенко А.И., Слабоус Р.В.
ФГУП "НИИП", г. Лыткарино

Кабели должны выполнять свои функции на всех этапах жизненного цикла энергоблока, в том числе, в конце своего назначенного срока службы после, а некоторые и в процессе, воздействия на них повреждающих факторов проектных аварий (ПФПА).

Для установления или подтверждения остаточного срока службы кабеля в дополнительный период эксплуатации энергоблоков АЭС с учетом воздействия ПФПА необходимо проводить типовые сертификационные испытания.

Сертификация оборудования, важного для безопасности АЭС, обеспечивает возможность выполнения установленных проектом функций безопасности при постулированных режимах работы, включая тяжелые аварии с существенными изменениями условий окружающей среды. К ним для блока с ВВЭР-1000 относятся:

- аварии типа LOCA (Loss of Coolant Accident) с потерей теплоносителя первого контура при разрыве главного циркуляционного трубопровода диаметром 850 мм (авария "большая течь") или при разрыве трубопровода первого контура диаметром 100 мм и менее (авария "малая течь");
- аварии типа HELB (High Energy Line Break) при разрыве трубопроводов второго контура с высокими энергетическими параметрами среды, например,

при разрыве главного паропровода на участке до запорно-отсечных клапанов.

Испытания должны быть построены таким образом, чтобы обеспечить имитацию старения кабеля в нормальных условиях эксплуатации в течение заданного срока службы и последующую имитацию деградации кабеля за счет воздействия ПФПА, которыми являются: высокотемпературная парогазовая смесь и ионизирующее излучение во время аварии; пост-аварийные повышенная температура и ионизирующее излучение; химическое воздействие дезактивирующих растворов. Воздействие последних можно не рассматривать, если очевидно, что доступ растворов к изоляции не возможен.

На рисунке 1 приведен алгоритм проведения работ по переназначению срока службы кабелей с учетом воздействия на них ПФПА. Надо отметить, что испытания такого вида являются зачетными, а не определяющими. Другими словами, если образец кабеля не прошел испытания на заданный срок службы, то следует принимать решение о проведении нового цикла испытаний на меньший заданный срок службы или признавать, что данный кабель не пригоден к эксплуатации.

Вместе с тем, алгоритм, представленный на рисунке 1 может быть значительно упрощен и испытания могут быть менее затратны, если на основании предыдущего опыта или специальных исследований была установлена траектория старения, по крайней мере, разработана полуэмпирическая модель, а также определено предельное значение показателя (параметра) старения с учетом воздействия на образец повреждающих факторов проектных аварий. На рисунке 2 представлен пример траектории старения с учетом и без учета проектной аварии. Если заранее определена функция I(t) и предельное значение I(f), то можно ограничиться терморадиационными испытаниями только для того, чтобы получить эмпирические параметры для I(t). Вместе с тем, испытания на устойчивость к воздействию парогазовой высокотемпературной смеси после этих терморадиационных испытаний полезно провести, если проводятся испытания образца кабеля новой конфигурации, для того чтобы оценить влияние конструкции кабеля на стойкость к такому воздействию.

Параметры ПФПА в помещениях А820, А826/1-2, А910/1-2 и в герметичной части энергоблока с реактором ВВЭР-1000 представлены в таблице 1 [1].

Последовательность, параметры этапов испытаний, контролируемые показатели состояния по подтверждению стойкости кабелей к воздействию ПФПА в гермообъеме, включая подтверждение заданного срока службы, приведены на рисунке 3.

Ниже представлены основные этапы этих испытаний.

Этап LOCA_1. Тепловое старение для воспроизведения степени старения кабеля во время нормальной эксплуатации. Оценка времени теплового старения при определенной температуре испытаний согласно стандарту МЭК [2] проводится по закону Аррениуса по формуле:

$$t_{исп\text{-}1} = t_{эксп} \cdot \exp[(E_a/k)\cdot(1/T_{исп\text{-}1} - 1/T_{эксп})], \quad (1)$$

где: $t_{исп\text{-}1}$ и $t_{эксп}$ – время испытаний и срок эксплуатации, часы; $T_{исп\text{-}1}$ и $T_{эксп}$ – температура испытаний и температура эксплуатации, градусы К; E_a – энергия активации процесса старения критичного элемента, эВ (для ПВХ изоляции она составляет от 0,9 эВ до 0,98 эВ, для сшитого полиэтилена - от 1,14 до 1,44 эВ); k – постоянная Больцмана, равная 0,817·10-4 эВ/К.

Этап LOCA_2. Первая фаза радиационного старения для воспроизведения радиационного старения при нормальной эксплуатации и радиационного воздействия за первый день аварии типа «большая течь». Оценка времени радиационного облучения на воздухе на установке с изотопом Со60 проводится по формуле [3, 4]:

$$t_{исп\text{-}2} = (D_{эксп} + D_{авар\text{-}2})/P_{исп}, \quad (2)$$

где: $D_{эксп}$ – поглощенная доза за время нормальной эксплуатации, в кГр; $D_{авар\text{-}2} = 21$ кГр – поглощенная доза за первые сутки аварии; $P_{исп} = 500$ Гр/час – мощность поглощенной дозы в испытаниях.

$D_{эксп}$ определяется из назначенного срока службы и фактической мощности дозы в месте эксплуатации (при отсутствии данных о фактической мощности дозы для оценки $D_{эксп}$ берется максимальная проектная мощность дозы).

Этап LOCA_3. Имитация режима нарушения теплообмена и воздействия повреждающих факторов аварии

Таблица 1. Параметры ПФПА для энергоблока с ВВЭР-1000

Параметры ПФПА	Разрыв главного паропровода (HELB)	Нарушение теплоотвода из герметичной части	LOCA	
			«Малая течь»	«Большая течь»
1	2	4	5	3
Температура, °С	до 104	от 30 до 75	до 90	до 150
Давление, кгс/см^2	до 1,2	от 0,5 до 1,2	до 1,7	до 5,0
Влажность, %	парогазовая смесь	до 100	парогазовая смесь	парогазовая смесь
Активность, Бк/м^3	-	до $7{,}4\cdot10^7$	до $5{,}5\cdot10^9$	до $9{,}3\cdot10^{13}$
Мощность поглощенной дозы, Гр/ч	-	до 1,0	до 1,0	до 10^3
Длительность режима, ч	до 1	до 15	до 5	до 24
Послеаварийная температура, °С	от 15 до 50	от 15 до 60	от 20 до 60	от 20 до 60
Послеаварийное давление, кгс/см^2	1,03	от 0,85 до 1,03	от 0,5 до 1,2	от 0,51 до 1,22
Время существования послеаварийных параметров	-	до 15 часов	до 5 часов	до 30 суток
Частота возникновения режима	один раз за срок службы блока	один раз в год	раз в два года	один раз за срок службы блока

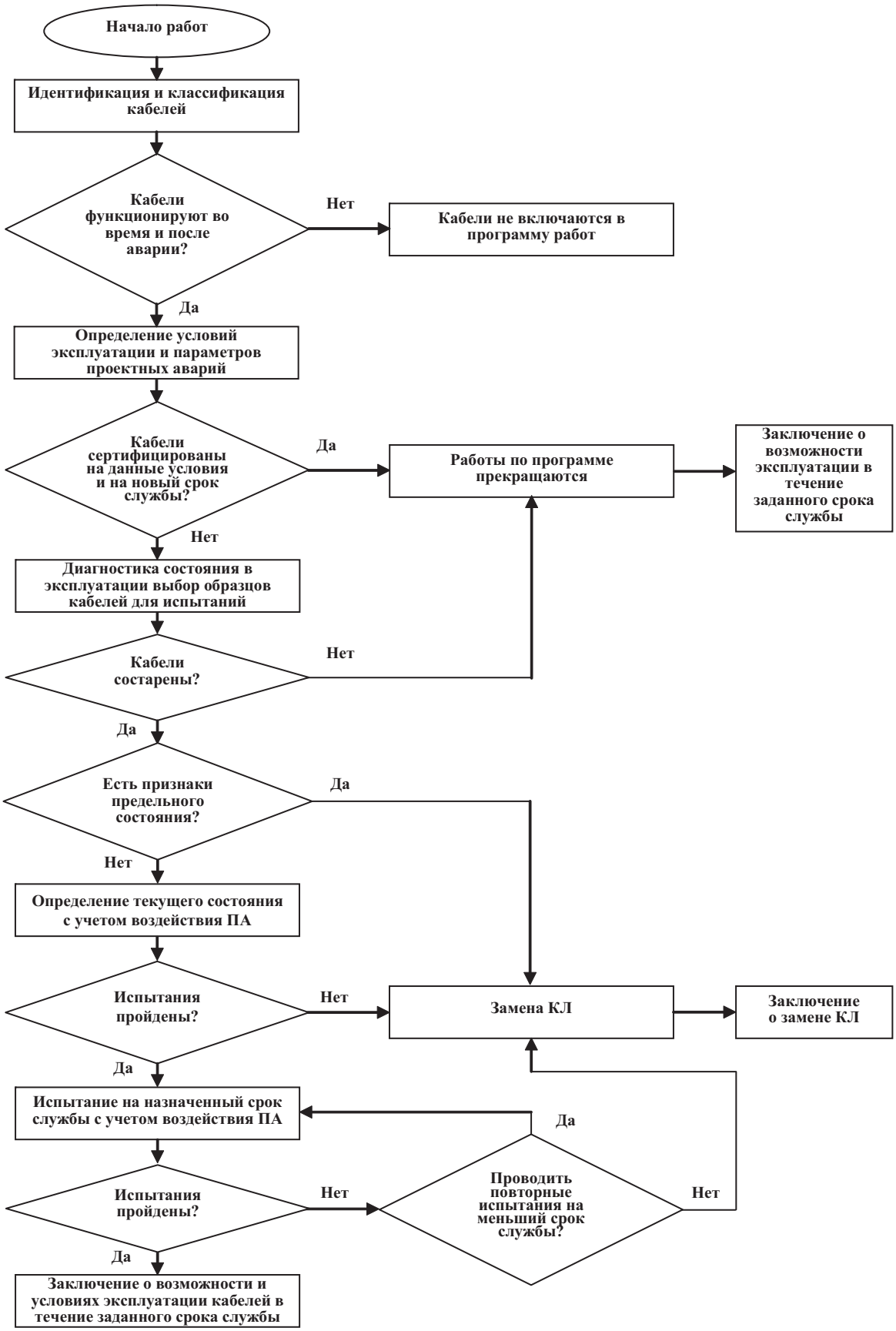


Рис. 1. Блок схема работ для оценки срока службы кабелей с учетом ПФПА



Рис. 2. Траектория старения I(t) с учетом воздействия повреждающих факторов проектных аварий (1) и без учета этого воздействия (2) и соответствующие им сроки службы t1 и t2

типа «малая течь». Параметры аварийных условий окружающей среды представлены в таблице 1 и на рисунке 3.

Этап LOCA_4. Имитация воздействия повреждающих факторов аварии типа «большая течь». Параметры аварийных условий окружающей среды представлены в таблице 1 и на рисунке 3.

Этап LOCA_5. Вторая фаза радиационного воздействия для имитации радиационного воздействия в течение послеаварийного режима – 30 дней. Облучение проводится на воздухе до поглощенной дозы 60 кГр (с мощностью не более 500 Гр/ч), что эквивалентно суммарному радиационному воздействию в течение 30 суток послеаварийного режима [4].

Имитация воздействия дезактивирующего раствора в течение 7 суток при 60 °С и давлении 0,1 МПа. Состав дезактивирующего раствора – раствор борной кислоты (16 г/кг) с добавлением гидразингидрата (150 мг/кг) и едкого калия (16 г/кг).

Последовательность испытаний по подтверждению стойкости кабелей к воздействию ПФПА типа HELB, включая подтверждение заданного срока службы, такая же, как указано на рисунке 3, но этапов всего два.

Этап HELB_1. Тепловое старение для воспроизведения степени старения оборудования во время нормальной эксплуатации. Оценка времени теплового старения проводится по аналогии с этапом LOCA_1.

Этап HELB_2. Имитация воздействия повреждающих факторов аварии типа HELB. Параметры ПФПА представлены в таблице 1 (второй столбец).

Следует отметить, что перед проведением типовых сертификационных испытаний на устойчивость к ПФПА типа HELB и LOCA следует получить доказательства того, что текущее техническое состояние кабелей позволяет выполнять им свои функции, если аварийные режимы будут протекать прямо сейчас. Это означает, что для представительных образцов кабелей из эксплуатации следует в первую очередь провести испытания по этапу HELB_2 для аварии типа HELB и по этапу LOCA_4 для аварии типа LOCA.

Контроль состояния образцов кабелей в процессе испытаний проводится, как правило, по нескольким параметрам. Наиболее чувствительным показателем старения изоляции кабелей является величина относительного удлинения при разрыве (ОУР). К сожалению, во время воздействия высокотемпературной парогазовой смеси возможно измерять только электрические параметры, прежде всего следует проводить измерения сопротивления изоляции.

Последовательность / Этапы испытаний / Операции	Тепловое старение: до	Тепловое старение: после	Радиационное старение I (500 Гр/ч, ... кГр + 21 кГр): до	Радиационное старение I (500 Гр/ч, ... кГр + 21 кГр): после	Измерения перед паровым тестом	Время проведения рассчитывается из количества "режимов нарушения теплообмена (N циклов по 15 часов) и режимов «малой течи» (N/2 циклов по 5 ч) при: (90±2)°С; 0,17 МПа. / Режим «большой течи» (1 цикл) при (150±2)°С; 0,5 МПа	Измерения после парового теста	Радиационное старение I I (500 Гр/ч, 60 кГр): до	Радиационное старение I I (500 Гр/ч, 60 кГр): после	Выдержка в дезактивирующем растворе 7 суток при 60 °С и давлении 0,1 Мпа
Проверка оборудования	X		X					X		
Визуальный осмотр		X			X		X			X
Измерение сопротивления изоляции	X	X		X		0 0,5 ч 4 ч X ч X+5 ч 10 мин 4 ч 12 ч 24 ч	X		X	X
Измерение относительного удлинения при разрыве изоляционных материалов	X	X		X			X			X
Измерение других характерных показателей состояния для данного типа кабелей	X	X		X			X			X

Рисунок 3. Последовательность и параметры этапов испытаний по подтверждению стойкости кабеля к воздействию ПФПА в герметичной оболочке

Таблица 2. Параметры контроля состояния образцов кабелей при проведении типовых сертификационных испытаний

№	Тип испытаний	Характеристика показателя состояния
	Измерение сопротивления изоляции R_{is}	Является основным показателем для определения состояния электрической изоляции кабелей после каждого этапа испытаний и практически единственным параметром для оценки изоляции во время воздействия высокотемпературной парогазовой смеси.
	Визуальное и тактильное обследование	Качественный анализ состояния
	Измерение относительного удлинения при разрыве кабельных полимерных изоляционных материалов	Основной показатель состояния полимерных изоляционных материалов. Предельное значение согласно [3, 6] составляет 50 %.
	Испытания повышенным напряжением	Проводят для силовых кабелей, параметры этих испытаний представлены в [7]
	Методы неразрушающего контроля, например, измерение кабельным индентором, определение содержания пластификаторов в ПВХ пластикатах, температуры начала окисления в полиолефинах.	Применяются для получения данных с целью в последующем контролировать остаточный срок службы кабелей в эксплуатации с учетом возможного воздействия на них проектных аварий без проведения повторных типовых квалификационных испытаний. Методики изложены в [6]

Для силовых кабелей в качестве проверок работоспособности обычно проводят испытания на устойчивость к повышенному напряжению. Рекомендуется в качестве контрольных измерений между этапами испытаний применять диагностическую технику, используемую обычно при оценках степени старения кабелей в эксплуатации: измерение полимерным кабельным индентором, дифференциальную сканирующую калориметрию, инфракрасную Фурье спектроскопию. В таблице 2 приведена характеристика параметров для контроля состояния испытываемых кабелей.

Образцы кабелей, поступившие на испытания, проходят входной контроль и нормализацию. Выполняется визуальный осмотр (наличие механических повреждений и разрушений, изменение цвета оболочки или покрова) и тактильный осмотр (проверка твердости, гибкости) образцов.

Длина образцов кабелей должна составлять не менее 3 метров, отобранные участки кабелей не должны иметь механических повреждений и разрушений. Каждый образец разделывается с двух концов на длину от 25 до 30 мм, каждая жила отделяется друг от друга веером. Жилы кабелей на одном конце оголяются на длину от 10 до 15 мм.

Для испытаний используется аттестованное испытательное оборудование и поверенные средства измерений.

Испытание на радиационное воздействие проводится только для условий LOCA. Образец кабеля скручивается в бухту диаметром не менее 25 кратного наружного диаметра кабеля, электрические выводы герметично заделываются (изолируются) и образец устанавливается на штативе в боксе гамма установки с источником Co^{60} в точке с мощностью дозы облучения 500 Гр/ч.

При использовании нового образца-аналога или при сертификации на дополнительный срок службы выполняется его ускоренное терморадиационное старение с учетом условий эксплуатации. При этом мощность дозы облучения не должна превышать 500 Гр/ч.

При испытании образца кабеля на воздействие парогазовой смеси оголенные электрические выводы образца присоединяют к гермовыводам термобарокамеры, а второй конец герметизируется. На образец через гермовыводы подается напряжение с частотой 50 Гц и величиной 1,2 от номинального для проверки соответствия его функциональной способности требованиям технической документации. Задается профиль режима испытания, например, как указано на рисунке 3. В процессе подъема и снижения температуры и при максимальных значениях температуры, влажности и давления измеряется сопротивление изоляции образца в моменты времени, указанные на рисунках 3. На время измерения сопротивления приложенное к образцу напряжение отключается.

Предельные значения сопротивления изоляции до и после этапов испытаний определяются ТУ и ГОСТ на кабели, а во время воздействия высокотемпературной парогазовой смеси может быть рассчитано, исходя из того, что понижение сопротивления изоляции кабеля не должно привести к потере работоспособности связанного с ним оборудования, либо значение следует брать равным 10 МОм на один метр в соответствии с рекомендациями DIN-VDE Standards 0276-620, 0276-1001 [3, 5]. До и после воздействия парогазовой смеси предельное значение по этим документам составляет 4000 МОм на один метр.

По результатам проведенных сертификационных испытаний можно отметить следующее:

- кабели типа КВВГ с ПВХ оболочкой без индекса «нг» не устойчивы к проектной аварии типа HELB вне зависимости от степени старения;
- кабели типа КВВГнг с ПВХ оболочкой с индексом «нг» рецептуры НГП-40-32 устойчивы к проектной аварии типа HELB до определенной степени старения, соответствующей остаточной концентрации пластификаторов в оболочке около 23 % (исходная составляет 30 %); таким образом, по значению остаточной концентрации пластификаторов в оболочке можно оценивать остаточный срок службы кабелей с учетом проектных аварий;
- у кабелей с изоляцией из сшитого путем облучения полиэтилена типов КПоСГ, КПоЭСВ, КПоБОВ, КПоЭОВ (все они изготавливаются по ТУ 16-505.949-76/81) и типа СПОВр быстрее деградирует изоляция из-за каталитического воздействия меди из проводника жилы; при достижении температурой начала цепного окисления (показатель старения ТНО) полиэтилена критического значения равного 190 °С, когда механические свойства приближаются к предельному состоянию, кабели еще проходят тесты LOCA по сопротивлению изоляции, но при изгибах изоляция жил начинает трескаться; таким образом, по значению ТНО можно оценивать остаточный срок службы кабелей с учетом проектных аварий;
- кабели типа КПЭТИ и провод типа МСТП, имеющие одинаковый тип изоляции, обладают наибольшей стойкостью к терморадиационному старению и к воздействию деградационных факторов проектных аварий.

Список литературы

1. ОТТ 08-42462. Приборы и средства автоматизации для атомных станций. Общие технические требования. Приложение № 1 к приказу Минприбора и Минэнерго СССР от 6 ноября 1985 г. № 459/423
2. IEC 60780 «Qualification of electrical items of the safety system for nuclear power generating stations».
3. Проект ТАСИС R2.10/96. Мониторинг старения кабелей, включая оборудование. Заключительный технический отчет №59/2001/07_Д75 по проекту R2.10/96: - ФГУП НИИП, г. Лыткарино, 2001 г.
4. РД ЭО 0496-03. Методические указания по определению состояния и продлению срока службы кабелей атомной станции с учетом воздействия на них повреждающих факторов проектных аварий, ОАО «Концерн Энергоатом».
5. DIN-VDE Standards 0276-620, 0276-1001.
6. РД ЭО 0322-02 “Положение по определению технического состояния и управлению старением кабелей на АЭС”.
7. Технический документ 1.2.4.10.006.0014-2007 “Методические указания по проведению испытаний повышенным напряжением и контролю технического состояния силовых кабельных линий на атомных станциях”.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ ОБСТАНОВКА НА ЭНЕРГОБЛОКАХ АЭС

Сарылов В.Н., Сарылов О.В., Водолажский А.С.
ОАО «ВНИИАЭС», г. Москва

В процессе эксплуатации на действующих энергоблоках российских атомных станций оборудование систем контроля и управления (СКУ), важных для безопасности, подвергается электромагнитным воздействиям природного и техногенного происхождения [1-5].

Эксплуатационная устойчивость энергоблоков АЭС во многом определяется электромагнитной обстановкой, в которой эксплуатируется оборудование систем контроля и управления, важных для безопасности [6].

В связи с этим подтверждение соответствия оборудования СКУ требованиям нормативных документов по электромагнитной совместимости (ЭМС) осуществляется на этапах:

- сооружения новых энергоблоков АЭС [7];
- ввода в эксплуатацию новых энергоблоков АЭС (перед физпуском по [8]);
- модернизации и продлении сроков эксплуатации сверх назначенного срока службы [9];
- сертификации по месту эксплуатации [10];
- расследования инцидентов на энергоблоках АЭС.

Целью работ является:

- оценка качества функционирования СКУ на соответствие требованиям технической документации в условиях реальной электромагнитной обстановки (ЭМО) по месту эксплуатации на энергоблоках АЭС;
- оценка запасов по устойчивости СКУ к электромагнитным воздействиям, нормируемым в зависимости от назначения и влияния СКУ на безопасность АЭС;
- анализ риска и безопасности при потенциальных нарушениях эксплуатации СКУ по шкале INES [11];
- оценка потенциального влияния СКУ в условиях электромагнитных воздействий на нормальное функционирование другого оборудования, размещенного по месту эксплуатации СКУ.

Устойчивость СКУ к электромагнитным воздействиям в зависимости от назначения и влияния на безопасность АЭС установлена в национальном стандарте для АЭС [12]:

На действующих энергоблоках российских АЭС стандарт [12] введен в Регламент по эксплуатации Указанием концерна «Росэнергоатом» от 05.09.2002г. № 175 УК.

В соответствии с УК все оборудование, поставляемое и находящееся в штатной эксплуатации на АЭС, подлежит квалификации на соответствие требованиям ЭМС в зависимости от его назначения, влияния на безопасность и от условий эксплуатации в части окружающей электромагнитной обстановки.

Для определения параметров реальной электромагнитной обстановки проводят специальные измерения как на работающих на мощности, так и на остановленных энергоблоках АЭС в период ППР.

При обследовании реальной ЭМО проводят измерения параметров ЭМО в сети надежного питания; в цепях информации, мониторинга, управления, измерения, защиты и сигнализации; в контурах заземления; в пространстве размещения штатного оборудования.

В соответствии с документом [13] эксплуатирующей организации выполнен комплекс работ [14-15] на десяти действующих российских АЭС и проведен анализ результатов измерений параметров фактической электромагнитной обстановки и обобщение их с целью: выделения типовых помех, характерных для промышленной обстановки на энергоблоках АЭС и установления их различий для АЭС с различными типами реакторов, установления фактической электромагнитной обстановки, существующей на АЭС с различными типами реакторов в местах размещения оборудования СКУ и оценки запасов [9] по устойчивости СКУ к реальным электромагнитным воздействиям в существующей ЭМО на действующих энергоблоках АЭС.

1. Электромагнитная обстановка на российских АЭС

Для установления параметров реальной электромагнитной обстановки в условиях штатной эксплуатации обследования ЭМО проведены на десяти российских АЭС с реакторами ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000, БН-600.

Измерения параметров электромагнитной обстановки проводились в помещениях размещения оборудования СКУ и АСУ ТП в соответствии с программой и методикой [14].

Обследования ЭМО в помещениях установки оборудования СКУ проводились в реальных условиях эксплуатации во время работы энергоблоков АЭС на мощности при условии функционирования всех ТС в данных помещениях и связанных с ними вспомогательных устройств в штатных режимах.

При работе энергоблоков на мощности обследование ЭМО проводились в условиях, когда оборудование СКУ функционировало в штатном режиме и измерительная аппаратура никаким образом не влияла на оборудование СКУ и режимы его работы.

Поскольку измерения ЭМО проводились при работе энергоблоков на мощности, то в целях обеспечения условий безопасной и безаварийной эксплуатации все измерения и подключения осуществлялись бесконтактным способом без рассоединения электрических цепей и прикосновения к электрическим контактам цепей, важных для безопасности, при помощи разъемных индуктивных и емкостных датчиков.

При невозможности проведения измерений параметров ЭМО при работе энергоблоков на мощности из-за

соображений безопасности или из-за ограничений, накладываемых технологическим регламентом, проводят измерения параметров ЭМО в период ППР. При проведении измерений реактор находится в расхоложенном состоянии. Оборудование СКУ и АСУ ТП работает в пусконаладочном режиме или при проведении коммутаций штатного оборудования энергоблока в различных режимах, например опробование системы безопасности в режиме «Р» (каналы СБ № 1, 2, 3), открытие-закрытие вентилей, испытания ГЦН 1-6 в испытательном положении, т.е. согласно перечню переключений, согласованному по рабочей программе, разработанной Исполнителем совместно с ЦТАИ.

Характерные зарегистрированные частоты помех составляют 30-40, 60-65, 90-110, 160-180, 310-380, 800-960, 1200, 1800 МГц, т.е. характерны для средств радиосвязи, телевизионных и радиостанций, сотовых сетей и внутренних радиопередающих устройств, в т.ч. средств ручной радиосвязи типа Motorolla. Однако максимально зарегистрированный уровень радиочастотных помех не превысил 1 В/м, что значительно меньше испытательных норм по ГОСТ Р 50746-2000 – 10 В/м. И только вблизи (на дистанции 1-3м) средств ручной радиосвязи типа Motorolla и базовых передающих модулей системы внутренней радиочастотной связи зафиксированы уровни помех на рабочих частотах до 30 В/м, что может привести к сбоям функционирования СКУ.

Максимально допустимый уровень индустриальных радиопомех от оборудования, эксплуатируемого на энергоблоках АЭС, в окружающее пространство для измерительного расстояния 10 м, регламентируемый стандартом ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) составляет на частотах 30-230 МГц-60 дБ мкВ/м и на частотах 230-1000 МГц-67 дБ мкВ/м. Таким образом, в обмеренных помещениях может наблюдаться превышение предельных норм ГОСТ Р 51318.22-99, но не более испытательных степеней жесткости, нормируемых ГОСТ Р 50746-2000 для радиочастотных полей (10 В/м= 140 дБ мкВ/м) от устройств радиосвязи, которые могут использоваться в помещениях СКУ.

В данном случае испытательные нормы по ГОСТ Р 50746-2000 для обеспечения помехоустойчивости СКУ имеют предпочтительное значение, т.к. измерения по ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) должны проводиться в нормируемой электромагнитной обстановке (ИЛ), что не соответствует условиям штатной эксплуатации на энергоблоке АЭС.

Максимально допустимый уровень наведенных кондуктивных радиопомех от оборудования СКУ в кабелях электропитания, связи, заземления, регламентируемых стандартом ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) составляет на частотах 0,15-0,5 МГц-79дБ мкВ и на частотах 0,5-30 МГц-73дБ мкВ. Таким образом, в кабельных связях наблюдаются отдельные превышения предельных норм, но не более испытательных степеней жесткости по ГОСТ Р 50746-2000 наведенного напряжения от радиочастотных полей (10В=140дБмкВ).

Для сильноточного оборудования, эксплуатируемого ЭЦ, имеющего большие токи (сотни или тысячи ампер) характерны крайне высокие уровни магнитных полей промышленной частоты, достигающие 1000 А/м на расстоянии 10 см от токопроводов. На расстоянии размещения соседних стоек-1м эти поля убывают до 300 А/м. Примеры такого оборудования: ячейки КРУ, щиты системы возбуждения, инверторы, выпрямители, АБП, ИБП и прочие. Можно сделать предположение, что в переходных режимах работы будут зафиксированы высокие уровни магнитных полей промышленной частоты и импульсных магнитных полей, характерных для жесткой ЭМО.

Некоторые результаты измерений максимальных значений параметров ЭМО на различных АЭС приведены ниже:

Балаковская АЭС

- амплитуда магнитного поля промышленной частоты – 4 А/м в кабельном полуэтаже кабелей преобразователей давления (ЭБ-1);
- амплитуда помехи промышленной частоты - 15 В в цепях предупредительной сигнализации ± 48 В УКТС (ЭБ-1);
- амплитуда затухающей импульсной помехи частотой 300 Гц – 20 В на входе БСИ (ЭБ-3);
- амплитуда микросекундной импульсной помехи большой энергии (МИП) – 750 В в цепях управления импульсными предохранительными клапанами VCA SN 112 и NICO-4000 (ЭБ-4);
- коэффициент несинусоидальности сети надежного питания СППБ пом.128/2 – 6,5% (ЭБ1-2).

Белоярская АЭС

- напряженность радиочастотного поля в диапазоне 30 кГц-1 ГГц составляет 6 мВ/м, а напряженность магнитного поля промышленной частоты – 3 А/м в помещении ГЩУ ОРУ 220/110 кВ;
- напряженность магнитного поля промышленной частоты в машзале 6 А/м (ЭБ-3).

Кольская АЭС

- напряженность магнитного поля промышленной частоты 8 А/м и импульсного магнитного поля – 21 А/м в помещениях размещения ПТС TELEPERM XS (ЭБ-3).

Курская АЭС

- напряженность магнитного поля промышленной частоты в помещении систем возбуждения 40 А/м и в помещении АБП – 20 А/м (ЭБ-2).
- амплитуда коммутационной помехи наносекундной длительности в цепях надежного питания КСКУЗ – 1,0 кВ (ЭБ-3);
- напряженность импульсного магнитного поля в помещениях размещения инвертора – 100 А/м при моделировании режима К.З. с током 5,6 кА (ЭБ-3);
- напряженность магнитного поля промышленной частоты в машзале – 650 А/м, в пом.Г231 – 700 А/м (ЭБ-4).

Ленинградская АЭС

- амплитуда микросекундных импульсных помех в цепях питания оборудования СУЗ пом.401 – 500 В (ЭБ-1);
- напряженность магнитного поля промышленной частоты составляет 4 А/м и радиочастотного электромагнитного поля – 1,4 В/м в помещении эксплуатации КРВ (ЭБ-2).

Нововоронежская АЭС

- напряженность магнитного поля промышленной частоты составляет (ЭБ-5):
- 280 А/м – у генератора;
- 0,7 А/м – в кабельных полуэтажах БЩУ и РЩУ;
- 23 А/м – в помещении ИВС;

- 50 А/м – в помещении КРУ;
- 15 А/м – помещении СОБ.

Ростовская АЭС

- напряженность магнитного поля промышленной частоты в помещении АКНП-7 – 25 А/м (ЭБ-1).

Смоленская АЭС

- амплитуда микросекундных импульсных помех большой энергии в сети питания СУЗ – 3 кВ (ЭБ-3).

В последнее время планируется применение радиолокационных систем физической защиты ядерноопасных объектов, рабочая частота которых составляет 35-40 ГГц.

Эти системы устанавливаются на охраняемой территории АЭС, и их излучение может быть направлено на стены главного корпуса АЭС.

Устойчивость СКУ к электромагнитным воздействиям при частотах 35-40 ГГц до сих пор не исследована.

Поэтому в соответствии с НП-064-05 [7] при проектировании сооружаемых энергоблоков АЭС необходимо проводить обследования электромагнитной обстановки в районе размещения АЭС на расстоянии 5 км от главного корпуса, на территории сооружения энергоблоков АЭС и в помещениях размещения систем безопасности.

После этого при наличии паспортных данных об устойчивости систем безопасности к электромагнитным воздействиям частотой 35-40 ГГц оцениваются оперативные запасы по устойчивости систем безопасности и степень влияния радиолокационных систем физической защиты на безопасность АЭС.

Следует отметить, что к неизвестным составляющим параметрам электромагнитной обстановки в помещениях энергоблоков АЭС можно отнести радиочастотные излучения, создаваемые средствами радиосвязи, в т.ч. по стандарту TETRA, планируемые к внедрению на энергоблоках АЭС.

Поэтому для оценки вклада, вносимого в электромагнитную обстановку на АЭС этими средствами радиосвязи необходимо до внедрения на АЭС провести в аккредитованных испытательных центрах измерения уровня помехоэмиссии базовых блоков в комплекте с передающими антеннами в штатном исполнении, переносных радиостанций, ретрансляторов, излучающих кабелей.

По результатам измерений проводится подтверждение соответствия установленным нормам помехоэмиссии аппаратуры, поставляемой на АЭС.

Результаты анализа измерений показывают, что помехи, установленные ГОСТ Р 51317.2.5 по классам 5 и 7 присутствуют на энергоблоках АЭС в широких диапазонах величин и являются типовыми. Максимальные измеренные значения помех и испытательные воздействия, определенные ГОСТ Р 50746-2000, а также типовые помехи ГОСТ Р 51317.2.5 имеют одинаковый порядок амплитуд воздействий.

Электромагнитные поля в диапазоне частот до 30МГц имеют достаточно высокие уровни напряженности и должны измеряться в дополнение к требова-

Таблица 1. Типовые электромагнитные воздействия

№ п/п	Виды электромагнитных воздействий			Диапазон значений для выбора измерительной аппаратуры комплекса
	ТИПОВЫЕ			
	ГОСТ Р 51317.2.5-99	ГОСТ Р 50746-2000	Существующие на АЭС (параметры)	
1	Искажения синусоидальности напряжения электропитания переменного тока	Искажения синусоидальности напряжения сети надежного электропитания СКУ	2.9% по отношению к основной гармонике	Соответствует ГОСТ Р 51317.4.13 (МЭК 61000-4-13)
2	Колебания напряжения электропитания переменного тока	Динамические изменения напряжения и колебания напряжения сети надежного электропитания СКУ	28,4% от номинального значения	Соответствует ГОСТ Р 51317.4.11 ГОСТ Р 51317.4.14
3	Низкочастотное магнитное поле	Магнитное поле промышленной частоты 50 Гц до 600 А/м	До 700 А/м	Соответствует ГОСТ Р 50648
4	Высокочастотные кондуктивные помехи в полосе 10 кГц-150 МГц	Кондуктивное напряжение, наведенное в кабелях питания и связи СКУ электромагнитными полями в полосе 150 кГц - 80 МГц с амплитудой 10 В	В широком диапазоне в цепях кабелей сети надежного питания, управления, передачи информации в полосе 100-600 кГц с амплитудой до 1В	Соответствует ГОСТ Р 51317.4.6
5	Высокочастотные кондуктивные апериодические помехи нано-, микросекундной длительности	Микросекундные импульсные помехи (МИП) большой энергии в сети надежного электропитания СКУ. Наносекундные и колебательные импульсные помехи в сети надежного электропитания и в кабельных связях СКУ	до 5,6 кА - МИП до 3 кВ - МИП до 1кВ - НИП	Соответствует ГОСТ Р 51317.4.5; ГОСТ Р 51317.4.4; ГОСТ Р 51317.4.12
6	Высокочастотные излучаемые электромагнитные поля 9 кГц-40 ГГц	Радиочастотное электромагнитное поле в полосе 30 МГц-2 ГГц	до 5,62 В/м (9 кГц- 30 МГц) до 10 мВ/м (30 МГц – 1 ГГц) < 1 мВ/м (1 ГГц – 30 МГц)	Соответствует ГОСТ Р 51317.4.3
7	Высокочастотные излучаемые импульсные электромагнитные поля	Импульсные и затухающие магнитные поля	до 600 А/м	Соответствует ГОСТ Р 50649 ГОСТ Р 50652

ниям ГОСТ Р 51318.22. Требования ГОСТ Р 51317.4.3 в новой редакции были увеличены до 6 ГГц, что вызвано появлением новых источников помех из-за внедрения современной микропроцессорной и радиочастотной техники, влияние которых также необходимо измерять и оценивать. В некоторых случаях, диапазон измерений и возможности оборудования можно ограничить.

Исходя из результатов анализа проведено обобщение видов помех, характерных для промышленной обстановки на энергоблоках российских АЭС с различными типами реакторов (таблица 1).

2. Электромагнитная обстановка на зарубежных АЭС

В США, как и в России, проводятся работы по техническому перевооружению, в том числе систем контроля и управления (СКУ), важных для безопасности АЭС.

Устаревшее аналоговое оборудование СКУ заменяется на более эффективное и экономичное микропроцессорное оборудование, которое, однако, более восприимчиво к электромагнитным воздействиям.

Надзорный орган США (U.S. NRC) обеспокоен возможным влиянием модернизированных СКУ на надежность и безопасность АЭС, предназначенных для эксплуатации в условиях электромагнитных воздействий на действующих энергоблоках АЭС.

В связи с этим Научно-исследовательский энергетический институт США (EPRI) опубликовал в 1997г. руководство по разработке практических рекомендаций по обеспечению электромагнитной совместимости оборудования СКУ, важных для безопасности АЭС [16].

Руководство устанавливает граничные параметры электромагнитной обстановки (ЭМО), основанные на результатах измерений на семи действующих энергоблоках АЭС. Эти значения ЭМО используются для разработки норм испытаний и оценки оперативных запасов устойчивости к реально существующим на АЭС электромагнитным воздействиям, что позволяет реализовывать технические мероприятия по обеспечению устойчивой и безопасной эксплуатации действующих энергоблоков АЭС.

Данные, полученные EPRI, по ЭМО были использованы NRC в Руководящем документе [17], который в настоящее время используется испытательными лабораториями по ЭМС для квалификации и сертификации оборудования СКУ для зарубежных АЭС.

Для обеспечения требований безопасности и своевременной идентификации возможных отказов СКУ по общей причине в Руководстве рекомендуется организовать оперативный мониторинг параметров ЭМО в помещениях размещения СКУ, в сети надежного питания, в контурах заземления и в цепях управления, защиты и контроля электротехнических параметров энергоблоков АЭС.

Руководство EPRI (TR-102323) фактически является «Стандартом предприятия и эксплуатирующей организации, которое NRC рекомендует к использованию при модернизации оборудования СКУ на действующих энергоблоках АЭС.

В Руководстве TR-102323 идентифицируются источники излучений на действующих энергоблоках АЭС, рекомендуются адекватные стандарты для проведения испытаний на электромагнитную совместимость, устанавливаются нормы излучений оборудования в местах его размещения на АЭС, рекомендуются способы заземления оборудования и прокладки кабельных связей, способы контроля радиочастотных излучений мобильных радиотелефонов, способы ограничения интенсивности помех в местах расположения оборудования, восприимчивого к электромагнитным излучениям.

Таким образом, нормы устойчивости устанавливаются по результатам измерений параметров ЭМО и используются для оценки оперативных запасов устойчивости к электромагнитным воздействиям. Методы испытаний используются в соответствии с процедурами, установленными в базовых стандартах серии МЭК.

Результаты измерений параметров ЭМО были получены на семи атомных станциях США (см. ниже).

Измерения параметров излучений заключались в измерениях наведенного тока помех во взаимосвязанных кабелях или проводах с использованием датчиков тока и в измерениях излучаемых полей с использованием электрических и магнитных антенн. Измерения проводились от известных или потенциальных на АЭС источников излучения.

Ниже приводится информация, полученная от типовых на АЭС источников излучений, контуров связи и максимальных ожидаемых уровнях излучения от оборудования АЭС.

Измерения на работающих на мощности энергоблоках АЭС проводились с использованием методов и аппаратуры, не оказывающих влияния на нормальную эксплуатацию АЭС и по рабочим программам, одобренным NRC.

Рабочая группа EPRI рекомендовала выполнить следующие измерения:

- Измерения кондуктивного излучения в силовых и сигнальных кабелях в полосе от 30 Гц до 15 кГц и от 15 кГц до 50МГц обычным и дифференциальным способами.
- Измерения магнитных полей в полосе от 30 Гц до 50 кГц.
- Измерения электрических полей в полосе от 14 кГц до 1 ГГц.

При проведении измерений на действующих энергоблоках АЭС следует соблюдать следующие процедуры:

- измерения должны быть строго пассивными и не оказывающими несанкционированного влияния на режим эксплуатации энергоблока;
- измерения параметров кондуктивных помех должны проводиться с использованием токовых зондов, частотных анализаторов, осциллографов, измерителей импульсных помех;
- измерения параметров излучений должны проводиться с использованием различных антенн и частотных анализаторов;
- токовые зонды (емкостные или индуктивные клещи) должны располагаться вокруг кабелей, в которых измеряется наведенный ток помех, без гальванического подключения в контролируемые линии;
- при измерении параметров кондуктивного излучения в сигнальных линиях связи клещи должны охватывать как можно больше кабелей или проводов в связке кабелей;
- при измерении параметров кондуктивного излучения в силовых кабелях клещи должны охватывать как можно больше проводов в связке кабелей, включая, если возможно, провода заземления;
- при измерении параметров кондуктивного излучения в дифференциальном режиме клещи должны охватывать провода в связке кабелей, которые наи-

более чувствительны к электрическим и магнитным полям;
- при измерениях помех в сигнальной линии связи выбирают ту линию, которая наиболее близко расположена к силовой линии питания и поэтому является потенциально опасной с точки зрения наведенных помех.

Принцип определения электромагнитной совместимости конкретного оборудования на действующих энергоблоках АЭС заключается, как отмечалось выше, в определении оперативного запаса помехоустойчивости по результатам измерений реальных параметров ЭМО и испытаний фактической помехоустойчивости оборудования АЭС.

РД предписывает проведение измерений параметров ЭМО для двух независимых каналов систем безопасности АЭС. Измерения следует проводить в помещениях БЩУ и РЩУ, кабельном полуэтаже, вблизи турбогенераторов, в помещениях ГЦН и ПГ, в помещениях КРУ и ОРУ, помещениях ДГУ, помещениях систем безопасности и в помещениях размещения оборудования СКУ, важных для безопасности АЭС.

Измерения характерных параметров электромагнитной обстановки проводились на АЭС США:
- Brunswick (Carolina Power & Light Co.'s).
- Browns Ferry (Tennessee Valley Authority's), блоки 1-3.
- Perry (First Energy Nuclear Operating Company);
- Vogtie (Southern Nuclear Operating Co.);
- Peach Bottom (PECO Energy Co.);
- Palo Verde (Service Co.);
- Haddam Neck (Connection Yankee's).

Результаты измерений параметров ЭМО обобщались для семи атомных станций и проводилось сравнение с данными, приведенными в существующих военных и гражданских стандартах по ЭМС:
- Низкочастотные наводки по цепям

Максимальный уровень излучения определяется в полосе от 30 Гц до 15 кГц и представляет собой стационарные низкочастотные колебания, измеренные на силовой, нейтральной и сигнальной линии. Полоса от 30 Гц до 120 Гц представляет собой диапазон частоты питания аппаратуры и не должен рассматриваться в качестве излучений (помех) от оборудования АЭС.

Эта область в основном содержит наибольший уровень излучения тока нагрузки и его гармоник.
- Высокочастотные наводки по цепям

Максимальный уровень излучения определялся в полосе от 15 кГц до 50 МГц и представляет собой стационарные высокочастотные колебания, измеренные на силовой, нейтральной и сигнальной линии.
- Магнитные поля

Напряженность магнитного поля промышленной частоты в диапазоне от 30 Гц до 50 кГц быстро убывает в ближней зоне. Наибольшая напряженность поля на семи электростанциях была зарегистрирована в районе задней панели управления при работающем дизель-генераторе (ДГУ) на уровне 162 дБ nТл. Экранирование ферромагнитным материалом позволяет уменьшить уровень излучения на панель управления на 20 дБ nТл.
- Электромагнитные поля

Максимальный уровень излучения определялся +в полосе от 14 кГц до 1 ГГц. Были измерены помехи на частоте 200 МГц с напряженностью 144 дБ мВ/м на АЭС Browns Ferry и на частоте 450 МГц с напряженностью 118 дБ мВ/м на некоторых других АЭС, что было вызвано применением мобильных средств радиосвязи. Рабочая группа рекомендовала взять под контроль использование радиотелефонов на АЭС.

По опыту измерения параметров ЭМО на семи АЭС США NRC рекомендует проводить периодические измерения параметров ЭМО и испытания на устойчивость к электромагнитным воздействиям.

Список литературы

1. Справка о выявленных причинах нарушения в работе энергоблока № 1 Балаковской АЭС, произошедшего 03.02.2001г. и о проведении мероприятий по их устранению, № ОТИ-1-03/01, г. Балаково, 2001г.

2. Отчет о расследовании нарушения в работе энергоблока № 1 Ленинградской АЭС, связанного со срабатыванием аварийной защиты по ложному сигналу превышения давления в барабан-сепараторах, № 1 ЛЕН-П07-02-01-02 от 05.02.2002г., г. Сосновый Бор, 2002г.

3. Отчет о расследовании нарушения в работе энергоблока № 1 Ленинградской АЭС, вызвавшего останов энергоблока № 1 аварийной защиты из-за отключения ТГ-2 по потере возбуждения и ТГ-1 из-за ложной работы системы АЗРТ-М, № 1ЛЕН-П07-07-06-02 от 05.07.2002г., г. Сосновый Бор, 2002г.

4. Отчет о расследовании нарушения в работе энергоблока № 3 Нововоронежской АЭС, вызвавшего срабатывание системы безопасности (АЗ-1) по ложному сигналу повышения перепада давления на активной зоне реактора, № 3НВО-П07-11-11-07 от 09.11.2007г., г. Нововоронеж, 2007г.

5. Сообщение о нарушении в работе энергоблока № 2 Балаковской АЭС, связанного с формированем ложного сигнала датчиками «Сапфир-22Р» о снижении давления в паропроводе, вызвавшего разгрузку энергоблока 06.12.2008г., г. Балаково.

6. Сарылов В.Н., Сарылов О.В., Лопанчук А.А., Югай Т.З., Эксплуатационная устойчивость энергоблоков АЭС в условиях электромагнитных воздействий природного и техногенного происхождения, Шестая Международная научно-техническая конференция, «Концерн Росэнергоатом», М., 2008г.

7. НП-064-05, «Учет внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии», Ростехнадзор, 2005г.

8. Сарылов В.Н., Сарылов О.В., Порядок подтверждения соответствия требованиям электромагнитной совместимости отечественных и зарубежных технических средств АСУ ТП в форме сертификации, VI ежегодный отраслевой семинар «Современные программно-технические средства и технологии в АСУ ТП», 26-28 октября 2011г., г. Обнинск.

9. Сарылов В.Н., Сарылов О.В., Преобразователи давления для систем контроля и управления. Устойчивость к электромагнитным и радиационным воздействиям в условиях эксплуатации в зоне контролируемого доступа энергоблоков АЭС, VI ежегодный отраслевой семинар «Современные программно-технические средства и технологии в АСУ ТП», 26-28 октября 2011г., г. Обнинск.

10. Система сертификации ОИТ, «Порядок проведения сертификации», ОИТ-0004-1999г. Фонд «Атомсертифика», М.

11. Международная шкала ядерных событий INES, Руководство для пользователей, Вена, МАГАТЭ, 1993г. Введена в действие в отрасли Указанием Министерства по атомной энергии Российской Федерации, № 02-138 УК от 07.09.93.

12. ГОСТ Р 50746-2000, Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний, ГОССТАНДАРТ, М. 2001г.

13. Программа повышения помехозащищенности оборудования и систем АЭС по результатам анализа проведенных обследований, ОАО «Концерн Росэнергоатом», М., 2007г.

14. Типовая программа и методика обследования электромагнитной обстановки и определения запасов по устойчивости АСУ ТП к электромагнитным воздействиям, ОАО «Концерн Росэнергоатом», М., 2007.

15. Анализ электромагнитной обстановки на АЭС с реакторами ВВЭР, РБМК, БН и современных требований по электромагнитной совместимости, Отчет, рег.№ 578-ЦИИЭ, ОАО «ВНИИАЭС» - ФГУП «ВНИИА», М., 2011г.

16. Руководство по тестированию электромагнитных помех оборудования АЭС, TR-102323, ERRI, USA, 1997.

17. Порядок оценки уровня электромагнитных помех и их влияния на оборудование систем важных для безопасности АЭС, R.G.1.180, NRC, USA, 1998.

УСТОЙЧИВОСТЬ К ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ И СТОЙКОСТЬ К РАДИАЦИОННОМУ ИЗЛУЧЕНИЮ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ДАВЛЕНИЯ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Сарылов В.Н., Сарылов О.В.
ОАО «ВНИИАЭС», г. Москва

В качестве первичных преобразователей технологических параметров в системах контроля и управления (СКУ) на российских и зарубежных атомных станциях используются преобразователи давления с аналоговой и цифровой обработкой сигналов и чувствительными элементами (сенсорами) различного конструктивного исполнения (рис.1 и 2).

Для обеспечения эксплуатационной надежности и устойчивости СКУ энергоблоков АЭС преобразователи давления измерительные (ПДИ) должны обладать высокими метрологическими и динамическими характеристиками в реальных условиях штатной эксплуатации и МПА, в том числе при перегрузках статическим давлением и кратковременных прерываниях электропитания, удовлетворительной электромагнитной совместимостью и стойкостью к радиационному излучению, референтностью для оценки возможности использования ПДИ в системах безопасности АЭС.

Аварии на АЭС «Фукусима-1» и ЧАЭС показали, что первичные преобразователи, используемые в гермозоне должны обладать достаточной стойкостью к интенсивному гамма-излучению для обеспечения информацией о состоянии технологических контуров АЭС при проведении работ по управлению максимальной проектной (МПА) или запроектной (ЗПА) аварией.

В настоящей работе рассмотрены перечисленные выше проблемы на примере использования зарубежных и российских ПДИ в режимах нормальной эксплуатации при выводе энергоблоков на мощность и на стационарном уровне мощности, в период опытно-промышленной эксплуатации в условиях возникновения промышленных электромагнитных помех и при перегрузках статического давления, в условиях кратковременных перерывов питания при автоматическом включении резерва (АВР), в условиях интенсивного гамма-излучения, присущих режиму МПА.

Выполнен анализ состояния конструктивной и элементной базы, метрологических и динамических характеристик в нормальных условиях и при перегрузках статическим давлением, анализ степени устойчивости к электромагнитным воздействиям после набора в «горячей» камере интегральной дозы облучения преобразователей Метран-150 до значения $3 \cdot 10^2$ Гр.

1. Метрологические и динамические характеристики, устойчивость к электромагнитным воздействиям при отсутствии радиационного излучения

По опыту эксплуатации действующих энергоблоков АЭС имели место нарушения режимов функционирования каналов систем контроля и управления с формированием первичными преобразователями давления ложных сигналов по превышению давления в I контуре и с остановом, по сформированным сигналам АЗ, энергоблоков Балаковской, Нововоронежской, Курской и Ленинградской АЭС.

Испытания, проведенные в аккредитованном испытательном центре [1-3] на соответствие требованиям

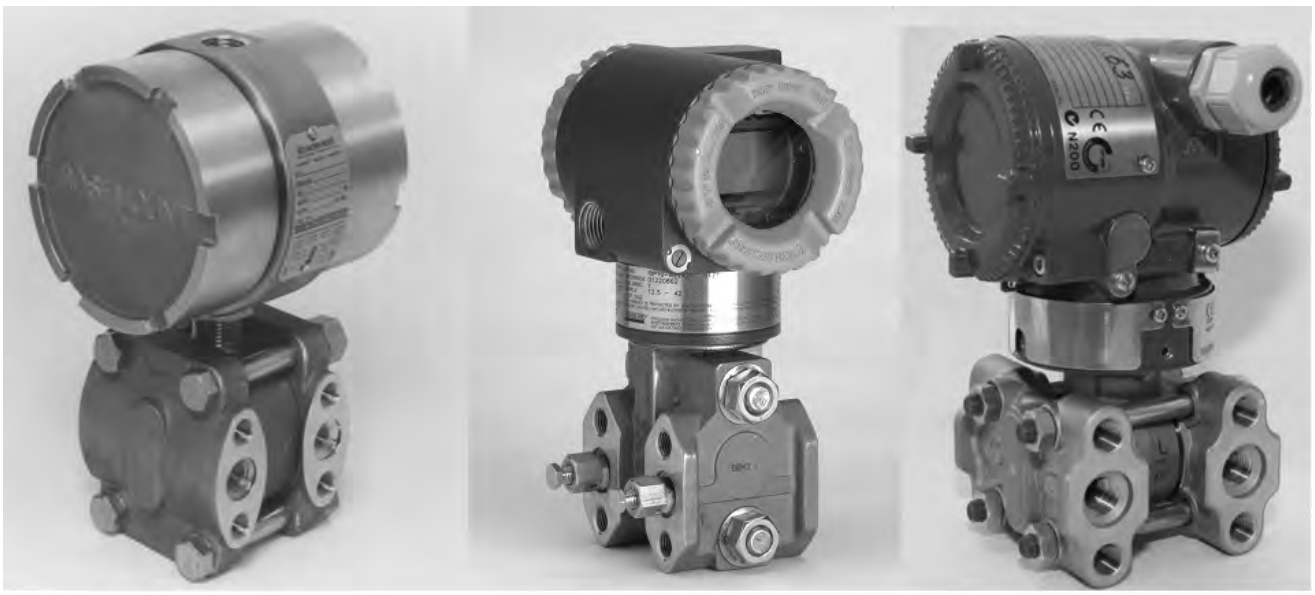


Рис. 1. Зарубежные преобразователи дифференциального давления

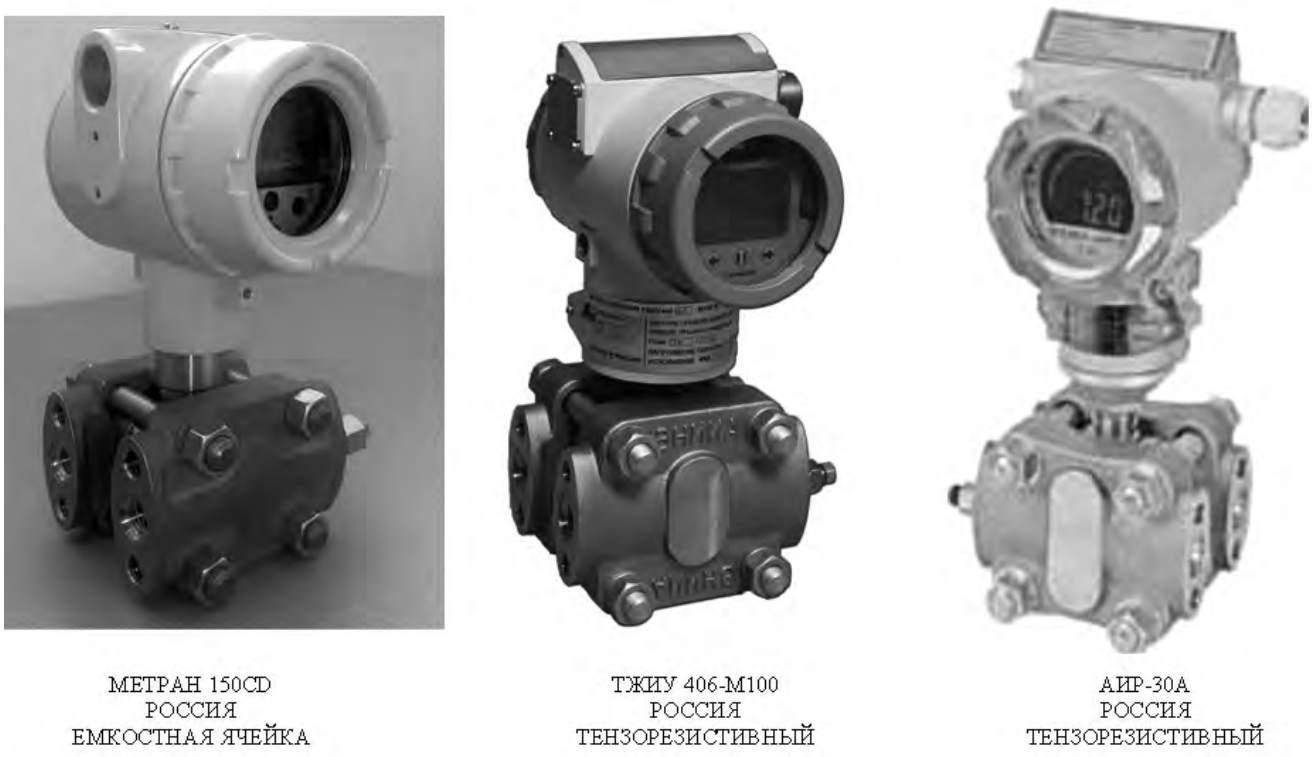


Рис. 2. Отечественные преобразователи дифференциального давления

электромагнитной совместимости, регламентированным национальным стандартом [4] для технических средств, поставляемых на АЭС показали, что любые преобразователи давления, не имеющие встроенных устройств защиты от помех, не соответствуют требованиям электромагнитной совместимости, регламентированным [4] для оборудования систем важных для безопасности АЭС и подвержены выходу из строя.

Инциденты, произошедшие на АЭС (таблица 1) показывают, что изготовители обязаны проводить доработку преобразователей давления по результатам испытаний и проводить подтверждение соответствия до поставки на энергоблоки АЭС.

В период испытаний и опытно-промышленной эксплуатации ПДИ на АЭС проводилась оценка качества функционирования преобразователей давления при перегрузках статическим давлением, в режимах МПА и при преднамеренном моделировании электромагнитных воздействий, а также в условиях штатной эксплуатации сильноточного оборудования АЭС (мостовые краны, сварочные аппараты, коммутационные переключения оборудования, грозовые разряды).

Целью работ являлось исследование устойчивости каналов СКУ, в состав которых входили предлагаемые Изготовителями преобразователи давления, источники питания и штатная система ИВС для объективной оценки фактических характеристик преобразователей давления, сконструированных на различных принципах работы, в условиях реальной эксплуатации на энергоблоке № 3 Белоярской АЭС.

При проведении работ использовались штатные кабельные линии связи как экранированные, так и не экранированные.

При имитации электромагнитных воздействий проводилась оценка влияния электромагнитных воздействий на штатные каналы СКУ, в цепи которых воз-

Таблица 1. Нарушения эксплуатации АЭС от ПДИ

АЭС	Вид нарушения	Дата	Перво-причина	Характер отказа
Балаково-1	Останов энергоблока	2001г.	Сапфир-22М 0-5 мА	Ложное снижение давления в реакторе при возникновении помех в прилегающих силовых кабелях
Ленинград-1	1 Останов энергоблока	2002г.	Сапфир-22М 0-5 мА	1 Ложное превышение давления в барабан-сепараторах из-за помех в линиях связи преобразователей с АЗРТ-М
	2 Гидротехни-ческие сору-жения	2008г.		2 Ложные изменения перепада давления при возникновении грозовых разрядов в атмосфере
Нововоронеж-3		2007г.	Сапфир-22М 0-5 мА	Ложное превышение перепада давления на АЗР при возникновении помех коммутационного характера
Курск-1	Останов энергоблока	2006г.	Метран-22МП выпуска до 2002г. 0-5 мА	Ложное снижение расхода на ГСП и расхода уплотняющей воды при контроле $R_{из}$ КИП 1ГЦН-23
Балаково-2	Разгрузка энергоблока на 60% по УРБ	2008г.	Сапфир-22Р 0-5 мА	Ложное снижение давления в паропроводах ПГ 1-4 по 3 из 4 каналов при воздействии излучения устройств радиосвязи

действия не подавались. Такая оценка необходима для разработки организационно-технических мероприятий для запрета использования на АЭС технических средств, являющихся источниками помех, а также для разработки и внедрения технических средств для повышения помехоустойчивости штатных систем и оборудования.

Виды испытательных воздействий соответствовали наиболее распространенным на энергоблоках АЭС типовым видам электромагнитных воздействий.

При сравнении результатов испытаний оценивалось влияние одних и тех же имитируемых воздействий с одинаковыми амплитудами и напряженностями, а также воздействий работающего вблизи мостового крана на различные преобразователи давления.

Испытания проводились в соответствии с утвержденными в эксплуатирующей организации программами, методиками и рабочими программами [5-9].

Процедуры и результаты испытаний приведены в протоколах испытаний [10-11].

В таблице 4 приводятся обобщенные результаты испытаний различных преобразователей давления на устойчивость к электромагнитным воздействиям при эксплуатации в реальных условиях монтажа на энергоблоке № 3 Белоярской АЭС.

По результатам испытаний:

- Удовлетворительной устойчивостью к промышленным электромагнитным воздействиям для оценки возможности их использования в системах класса безопасности 2 по ОПБ-88/97 обладают микропроцессорные преобразователи давления «ТЖИУ 406-М100-АС», «Метран-22-МП-АС», «Метран 150CD» и «Метран 150TG».
- Преобразователи давления «АИР-30AS1» (микропроцессорные), по характеристикам устойчивости к электромагнитным воздействиям удовлетворяют требованиям ТУ, но их характеристики хуже, чем характеристики устойчивости преобразователей «ТЖИУ 406-М100-АС», «Метран-22-МП-АС», «Метран 150CD».

Таблица 2. Метрологические характеристики ПДИ при перегрузках давления

Виды испытаний	Значения метрологических параметров датчиков давления при или после испытаний							
	Метран-150CD3		Элемер-АИР-30А-S1-CD9		ТЖИУ406ДД-М100-АС-2440		Yokogawa EJX 110A	
	Факт.	по ТУ	Факт.	по ТУ	Факт.	по ТУ	Факт.	по ТУ
1. Основная погрешность γ, %, после калибровки «нуля» и «диапазона», при настройке P_{max}: (P_{max} = 160 кПа для ТЖИУ, P_{max} = 250 кПа для остальных)	0,013	0,2	0,035	0,1	0,032	0,25	0,01	0,04
2. Основная погрешность γ, %, после воздействия перегрузочного давления $4P_{max}$ в течение 15 минут (без калибровки)	0,017	0,2 ($20P_{max}$ без ограничения времени)	0,07	0,1 ($4P_{max}$)	0,073	0,25 ($1,5P_{max}$)	0,002 ($2P_{max}$)	* ($2P_{max}$)
3. Основная погрешность γ, %, после воздействия перегрузочного давления 2 МПа в течение 24 часов (без калибровки)	0,033	0,2 ($20P_{max}$ без ограничения времени)	0,168	*	0,045	*	0,013	*
4. Изменение начального значения выходного сигнала при воздействии двухстороннего статического давления 25 МПа, γ_p, %	0,034	1,25	0,36	0,3	0,055	0,25	0,0075	0,075

Таблица 3. Инерционность ПДИ при МПА

Виды испытаний	Максимальные фактические значения параметров датчиков давления при испытаниях							
	Метран-150CD3		Элемер-АИР-30А-S1-CD9		ТЖИУ406ДД-М100-АС-2440		Yokogawa EJX 110A	
	Факт.	по ТУ	Факт.	по ТУ	Факт.	по ТУ	Факт.	по ТУ
1. Время восстановления выходного сигнала после прерывания питания на 20 мс, для Yokogawa EJX 110A на 6 мс	8,4	не более 35	5,2	*	1,8	не более 300 при прерывании 50 мс	общее время **840 мс**	*
2. Время установления выходного сигнала [1)] при скачкообразном изменении измеряемого параметра, составляющем:								
- 63% от диапазона измерений, мс	142	не более 190	**1260**	*	182	*	**117**	*
- 90% от диапазона измерений, мс	169	*	**1280**	не более 700	224	не более 500	**137**	95 мс

Примечания: * - не нормируется; [1)] – при минимальном времени демпфирования

Таблица 4. Устойчивость к электромагнитным воздействиям ПДИ на ЭБ-3 БАЭС

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ	Максимальная погрешность, %							
	Виды воздействий на преобразователи (кроме «Сапфир-22М»)							
	ЭСР	НИП		МИП	КРЧП		РЧП	
	датчик	датчик	ИПП	ИПП	дат-чик	ИПП	дат-чик	ИПП
1	2	3	4	5	6	7	8	9
«Yokogawa EJX110A» (4-20)	0	0	0	0	-0,05	0,5	—	—
«Yokogawa EJX530A» (4-20)	0	0,01	1,2	0,01	55	-12	—	—
«ТЖИУ406-М100-АС» (4-20)	0	0	0	0	0	0	0	0
«Метран-22-МП-АС» (4-20)	0	0	0	0	0	0	0	0
«Метран 150СД» (4-20)	0	0	0	0	0	0	0	0
«АИР-30AS1» (4-20)	0	0	0,13	-0,9	-0,8	±0,12	-0,12	0,12
«АИР-30AS3» (4-20)	0,2	- 0,12	±0,15	0,2	-1,3	0,32	±0,22	0,17
«Метран-22-АП-АС» (4-20)	0	- 1	0,5	0	2,3	1,2	-0,22	—
«Метран-22-АП-АС» (0-5)	0	0,7	-0,2	0	70	-0,6	—	—
«Сапфир-22Р-АС» (0-5)	25	35	2,5	0	60	-1	—	—
«Сапфир-22Р-АС» (4-20)	0,5	0	0	0	5	3,5	-0,9	—
«Сапфир-22М» штатный (0-5 мА)	—	0	- 0,5	—	65	13	60	—

Преобразователи «АИР-30AS3» более восприимчивы к электромагнитным воздействиям, в т.ч. к работе мостового крана в Ц.З.

- Возможность использования зарубежных микропроцессорных преобразователей «Yokogawa EJX» определяется после согласования Ростехнадзором применимости импортных изделий на российских АЭС, выпуска в установленном порядке полного комплекта КД и ЭД, проведения предварительных и приемочных испытаний, устранения рестарта при кратковременных прерываниях питания =36В.
- Аналоговые преобразователи давления «Метран-22-АП-АС» и «Сапфир-22Р-АС» имеют несколько худшие характеристики.

2. Стойкость ПДИ к радиационному излучению

Целью работ являлось определение погрешности и оценка стойкости ПДИ при наборе интегральной дозы облучения в «горячей» камере до значений, при которых сохраняется работоспособность ПДИ.

На испытания были представлены преобразователи перепада давления «Метран-150CD» и избыточного давления «Метран-150TG» для оценки стойкости при облучении до 40 и 300 Гр.

По сведениям изготовителей испытания «ТЖИУ-406-М100-АС» и «СМХ» ограничивались дозой в 10 Гр и 90 Гр соответственно. Сведения о результатах испытаний отсутствуют.

Остальные преобразователи давления (из таблицы 4) на испытания стойкости к радиационному облучению не были представлены.

Документ [12] устанавливает требования по устойчивости продукции групп 1.1-1.3, поставляемой на АЭС, к ионизирующим излучениям при интенсивности излучений не более $2{,}78 \cdot 10^{-4}$ Гр/с ($1 \cdot 10^2$ рад/ч).

Для изделий, соответствующих 3 группе размещения на АЭС, на основании документа [13] устанавливаются требования стойкости к ионизирующим воздействиям по поглощенной дозе за 10 лет эксплуатации – 6 Гр и за 15 лет эксплуатации – 9 Гр. При этом должна обеспечиваться погрешность измерений в пределах, заданных в ТУ.

В соответствии с [14] для плавучих атомных станций установлены требования стойкости преобразователей давления, предназначенных для эксплуатации в зоне ионизирующего излучения, к ионизирующим гамма-излучениям по поглощенной дозе в 20 Гр за срок эксплуатации, не менее 12 лет.

В целях управления аварийной ситуацией на энергоблоках АЭС, например, при разрывах трубопроводов (авария «Большая течь»), приводящих к повышению интенсивности радиационного излучения, преобразователи давления в составе «аварийного КИП» должны сохранять свою работоспособность в течение 72 часов.

Экспериментальные данные по подтверждению соответствия стойкости и работоспособности преобразователей давления новых разработок в аварийных условиях отсутствуют.

Из литературных источников известно [15,16] , что некоторые зарубежные фирмы выпускают преобразователи давления, предназначенные для эксплуатации в зонах радиоактивного излучения, в том числе в аварийных и пост-аварийных режимах на АЭС (таблица 5).

Для получения экспериментальных данных по стойкости преобразователей давления различного конструктивного исполнения, предлагаемых для включения в проекты АСУ ТП модернизируемых и новых энергоблоков, проведены исследования работоспособности и метрологических характеристик представленных на испытания преобразователей давления, использующих в качестве сенсоров «емкостную ячейку» («Метран-150CD3») и тензочувствительный элемент с КНК-структурой («Метран-150TG2»).

Испытания проводились в следующих режимах:

1. Интенсивность излучения 0,3 Гр/ч ($0{,}83 \cdot 10^{-4}$ Гр/с);

до набора доз облучения 6 Гр, 9 Гр, 20 Гр, 40 Гр для оценки метрологических и эксплуатационных характеристик, а также устойчивости к электромагнитным воздействиям при эксплуатации и после облучения в зоне ионизирующего излучения (рис.3 и таблица 8).

2. Интенсивность излучения 8 Гр/ч ($22{,}24 \cdot 10^{-4}$ Гр/с)

до набора $3 \cdot 10^2$ Гр ($3 \cdot 10^4$ Рад) и $1 \cdot 10^3$ Гр ($1 \cdot 10^5$ Рад) для оценки погрешности и работоспособности преобразователей давления при эксплуатации в зоне ионизирующего излучения (рис.4).

Результаты испытаний [17] приведены в таблице 6.

Таблица 5. Требования для зарубежных АЭС

Преобразователи	Мощность поглощенной дозы, Гр/ч	Время облучения	Погрешность измерений, % от ВПИ	Интеграл. доза, Гр
ROSEMOUNT 1154 США [15]	$1{,}0\cdot10^{4}$	55 ч + + 55 ч (пост-авар.)	± 1,5	$55\cdot10^{4}$
			нет инф.	10^{6}
FOXBORO Франция [16]	$2{,}0\cdot10^{-3}$	4 года	± 0,5	$3{,}5\cdot10^{2}$
	$3{,}0\cdot10^{4}$ + + $1{,}0\cdot10^{4}$	2 ч + 194 ч (пост-авар.)	± 6%	$2{,}0\cdot10^{6}$

Таблица 6. Радиационная стойкость «Метран 150»

Преобразователи давления	Погрешность измерений, %							
	Интегральная доза облучения при:							
	1 Гр/ч (НУЭ и Малая течь)				10^{2} Гр/ч (Большая течь) МПА			$2\cdot10^{4}$ Гр/ч ЗПА
	6 Гр	9 Гр	20 Гр	40 Гр	$3\cdot10^{2}$ Гр	10^{3} Гр	$2{,}4\cdot10^{3}$ Гр	$1{,}4\cdot10^{6}$ Гр
МЕТРАН 150CD3 4-20 мА	0,015	0,035	0,075	0,1	ОТКАЗ (± 0,3% при 100 Гр)			
МЕТРАН 150TG2 4-20 мА	0,01	0,02	0,04	0,1				
МЕТРАН 150TG2 0-5 мА	0,05	0,1	0,2	0,5				

Из таблицы 6 видно, что погрешность измерений «Метран 150» не превышает значений, установленных в ТУ, при наборе интегральной дозы облучения до 100 Гр. Характер изменения значений погрешности до набора дозы 40 Гр приведен на рисунке 3, а до набора дозы 284 Гр (при которой наступает отказ в функционировании) приведен на рисунке 4. Длительность функционирования зарубежных и российских преобразователей давления в условиях гамма-облучения в режимах нормальной эксплуатации в штатном помещении импульсных линий, в режимах «малой течи» и «большой течи (МПА)» приведена в таблице 7.

В качестве приемочного критерия принималось: преобразователи давления считаются выдержавшими испытания по ТУ и документу [12] на стойкость к ионизирующему излучению:

- при поглощенной дозе не менее 6 Гр, если дополнительная погрешность не превышает ± 0,2% от диапазона изменения выходного сигнала;
- при поглощенной дозе не менее 9 Гр, если дополнительная погрешность не превышает ± 0,4% от диапазона изменения выходного сигнала;
- при поглощенной дозе в диапазоне 50-1000 Гр, если сохраняется работоспособность преобразователей давления в течение не менее 24 часов.

Из результатов испытаний следует, что при размещении преобразователей давления Метран-150 в гермозоне их работоспособность сохраняется в течение не более 30 сек. в режиме ЗПА.

Из справочных данных следует, что преобразователи «Rosemount» и «Foxboro» сохраняют работоспособность в режиме ЗПА в течение 72 часов.

Для оценки возможности использования в составе АСУ ТП преобразователей давления других модификаций и зарубежных преобразователей рекомендуется провести аналогичные исследования для подтверждения соответствия.

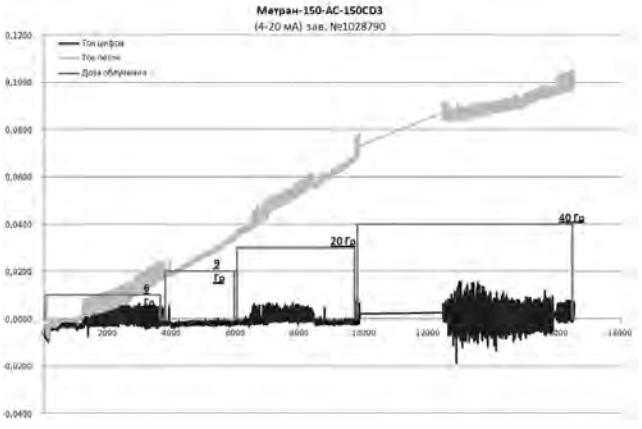


Рис. 3. Погрешность при облучении, ПДИ % (до 40 Гр)

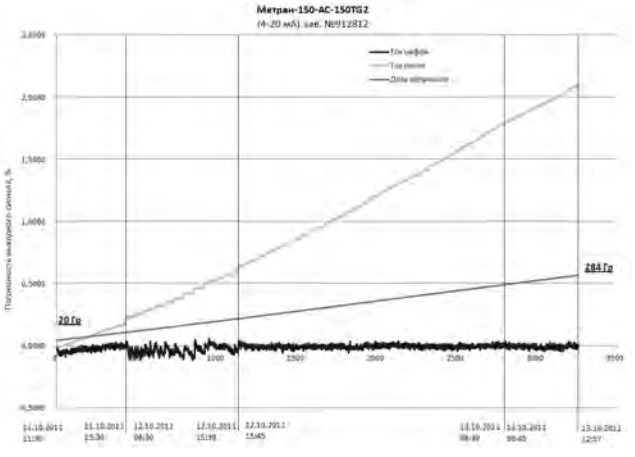


Рис. 4. Погрешность при наборе дозы ПДИ (до 300 Гр)

Таблица 7. Длительность функционирования ПДИ при рабочем давлении в условиях облучения на АЭС

Параметры	Режим нормальной эксплуатации	Разрыв импульсной линии	Режим компенсируемой «малой течи»	Режим некомпенсируемой «малой течи»	Режим «большой течи», МП А	Режим запроектной аварии
	Помещение гр.1.3 импульсных линий		Гермообьем гр.ll			
Мощность поглощенной дозы облучения. Гр/ч	$2.9\text{-}10^{-5}$	$1.5\text{-}10^{-1}$ (2,0-10^{-3})*	1.0	10.0	100.0	$2{,}0\text{-}10^{4}$
Время режима, ч	—	—	10	10	24	72
Время работоспособности ПДИ	400 лет - М 356 лет - С 40 лет - Т, Э	75 лет - М 20 лет - F* 8 лет - Т, Э	10ч - Т, Э 100 ч - М, С	1 ч - Т, Э 10 ч - М, С	6 мин - Т, Э 1 ч - МС	30 сек - М, С 110 ч - R 196 ч - F
Дополнительная погрешность. макс. %	± 0.075 - М ± 0.25 - С	±0.3 - М ± 0.5 - F	±0.3-М(100Гр) ± 1,0-С (90 Гр) ± 0.5 - F (350 Гр)			± 1.5 - R ± 6.0 - F

F - Foxboro (Франция); М - Метран-150 (РФ); Э-Элемер(РФ) Т-ТЖИУ(РФ); R- Rosemount (США); С - СМХ (Украина); Y-Yokogawa(Япония) - нетданных

3. Метрологические и динамические характеристики, состояние конструктивной и элементной базы, устойчивость к электромагнитным воздействиям преобразователей давления «Метран 150» после набора интегральной дозы облучения 40 и $3\cdot10^2$ Гр

3.1. Испытаниям на испытательном полигоне подвергались преобразователи после набора поглощенной дозы 20 Гр и 40 Гр:

- «Метран-150CD» (емкостная ячейка) 4-20 мА;
- «Метран-150TG» (КНК-капсула) 4-20 мА;
- «Метран-150TG» (КНК-капсула) 0-5 мА.

Максимальная фактическая основная погрешность после набора 20 Гр составила 0,0925% для преобразователей 4-20 мА (при этом дополнительная погрешность составила 0,08%) и 0,312% для преобразователя 0-5 мА (дополнительная погрешность – 0,297%).

После набора поглощенной дозы 40 Гр максимальная фактическая основная погрешность составила 0,138% для преобразователей 4-20 мА (при этом дополнительная погрешность составила 0,12%) и 0,656% для преобразователя 0-5 мА (дополнительная погрешность – 0,64%).

3.2. На «живучесть» подвергались испытаниям два преобразователя «Метран-150» моделей CD3 и TG2 с выходным сигналом 4-20 мА. Мощность поглощенной дозы составляла $2{,}22\cdot10^{-3}$ Гр/с (800 Рад/ч).

Во время испытаний в «горячей» камере осуществлялся контроль основной погрешности при значениях поглощенной дозы 52, 108 и 242 Гр.

Максимальное значение фактической основной погрешности после набора дозы свыше 100 Гр составило 0,8%.

Преобразователь «Метран-150CD3» сохранял работоспособность до набора дозы 155 Гр, при которой сформировался сигнал неисправности.

Преобразователь «Метран-150TG2» сохранял работоспособность до набора дозы 284 Гр, при которой сформировался сигнал неисправности.

Суммарная поглощенная доза обоих преобразователей составила 296 Гр, после чего проведен визуальный осмотр состояния конструктивной и элементной базы.

Установлен отказ платы ЦАП – нарушение функционирования FLASH-памяти контроллера MSP430.

Герметичность динамической полости не нарушена, что подтверждено после установки и опрессовки на испытательном гидродинамическом полигоне.

После разборки и внешнего осмотра нарушений и повреждений конструктивных элементов (резиновые и пластиковые детали, изоляция проводов) не установлено.

3.3. Выборочные приемочные испытания «Метран-150CD3» и «Метран-150TG2» в испытательной лаборатории на соответствие требованиям электромагнитной совместимости после набора интегральной дозы облучения 40 Гр.

Испытания «Метран-150» на метрологические характеристики и на устойчивость к наиболее жестким электромагнитным воздействиям проводились после набора интегральной дозы облучения до 40 Гр (таблица 8).

Таблица 8. Погрешность облученных «Метран 150» в условиях помех

Модель ПДИ, номер, выходной сигнал	Настройки, кПа	Максимальная погрешность, %				Дополнительная погрешность по ТУ, %	Соответствие ГОСТ Р 50746
		КРЧП	ЭСР	НИП	МИП		
Метран-150CD3 4-20 мА 1028790	250	0,8146	0,05	0,6	Кратковременное отклонение без «рестарта»	±1%	Да
Метран-150TG2 4-20 мА 912812	250	0,0209	0,775	–	--«--		Да
Метран-150TG2 0-5 мА 912794	1000	0,0019	0,068	0,5	--«--		Да

Испытаниям подвергались преобразователи давления с выходными сигналами (4-20) мА и (0-5) мА. Целью испытаний являлось определение дополнительной погрешности измерений в условиях электромагнитных воздействий и оценка ее соответствия требованиям, установленным в технических условиях.

После набора интегральной дозы облучения до 300 Гр преобразователи давления вышли из строя (отказ двух плат ЦАП), поэтому испытания этих преобразователей давления на ЭМС не проводились.

Из таблицы 8 следует, что восприимчивость преобразователей «Метран 150» к электромагнитным воздействиям повысилась и погрешность измерений стала больше, чем до набора поглощенной дозы 40 Гр, но остается в пределах допуска по ТУ.

Список литературы

1. Протокол испытаний преобразователей давления «Сапфир-22М» в комплекте с блоком питания 22БП-36 на соответствие требованиям ЭМС по ГОСТ Р 50746-2000, рег.№ 292-041/ИЦ ЭМС-02ПИ, ФГУП НИИИТ, 2002.

2. Протокол испытаний преобразователя давления МИДА-ДИ-13П на соответствие требованиям ЭМС по ГОСТ Р 50746-2000, рег.№ 288-041/ИЦ ЭМС-02ПИ, ФГУП НИИИТ, 2002.

3. Протокол испытаний преобразователей давления «Метран-100-ДИ-АС-МП» и «Метран-22-ДИ-АС-ПМ» на соответствие требованиям ЭМС по ГОСТ Р 50746-2000, рег. № 315-041/ИЦ ЭМС-03ПИ, ФГУП НИИИТ, 2003.

4. ГОСТ Р 50746-2000 «Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний, М., 2001.

5. «Программа повышения помехозащищенности оборудования и систем АЭС по результатам анализа проведенных обследований», ОАО «Концерн Росэнергоатом», М., 2007.

6. Типовая программа испытаний и опытно-промышленной эксплуатации преобразователей «Yokogawa», «Метран-22-АП-АС», «Метран-22-МП-АС», «Сапфир-22Р-АС» в комплекте с помехоустойчивыми источниками питания ИПП36-6 и ЭнИ-601 на энергоблоке № 3 Белоярской АЭС», рег.№ 813-041/ИЦ ЭМС-08ПИ, филиал ОАО «ВНИИАЭС» АСУ ТП, 2008.

7. «Рабочая программа № 22-08-2005 от 06.10.2008г. испытаний на электромагнитную совместимость помехоустойчивых источников питания в комплекте с преобразователями давления «Yokogawa EJX», «Метран-22-АП/МП-АС», «Сапфир-22Р-АС» на энергоблоке № 3 Белоярской АЭС», г. Заречный, 2008.

8. Типовая программа-методика сравнительных испытаний на устойчивость к электромагнитным воздействиям и опытно-промышленной эксплуатации преобразователей давления «ТЖИУ 406-М100-АС», «АИР-30А», «Метран-22-МП-АС», «Метран 150CD» в комплекте с помехоустойчивыми источниками питания ИПП36-6, БП-2036А на энергоблоке № 3 Белоярской АЭС», рег. № 457-041/ИЦ ЭМС-09ПМ, филиал ОАО «ВНИИАЭС» АСУ ТП, М., 2009.

9. «Рабочая программа № 22-08-491 от 24.03.2009г. сравнительных испытаний на устойчивость к электромагнитным воздействиям преобразователей давления «ТЖИУ 406-М100-АС», «АИР-30А», «Метран-22-МП-АС», «Метран 150CD» в комплекте с помехоустойчивыми источниками питания ИПП36-6, БП-2036А на энергоблоке № 3 Белоярской АЭС», г. Заречный, 2009.

10. «Результаты сравнительных испытаний в период опытно-промышленной эксплуатации каналов СКУ энергоблока № 3 Белоярской АЭС в составе: микропроцессорных преобразователей давления «Yokogawa EJX», «Метран-22-МП-АС», аналоговых преобразователей давления «Метран-22-АП-АС», «Сапфир-22Р-АС», помехоустойчивых источников питания ИПП36-6, ЭнИ-601А и штатной информационно-вычислительной системы на устойчивость к электромагнитным воздействиям», отчет, рег.№ 812-041/ИЦ ЭМС-08ПИ, филиал ОАО «ВНИИАЭС» АСУТП, М., 2008.

11. «Протокол сравнительных испытаний преобразователей давления «ТЖИУ 406-М100-АС», «АИР-30А», «Метран-22-МП-АС», «Метран-22-АП-АС», «Метран 150CD», «Сапфир-22Р-АС» в реальных условиях эксплуатации на энергоблоке № 3 Белоярской АЭС на соответствие требованиям устойчивости к электромагнитным воздействиям», рег.№ 858-041/ИЦ ЭМС-09ПИ, филиал ОАО «ВНИИАЭС» АСУТП, М., 2009.

12. СТО 1.1.1.07.001.0675-2008, «Атомные станции. Аппаратура, приборы, средства систем контроля и управления. Общие технические требования», Госкорпорация «Росатом», ОАО «Концерн Росэнергоатом», М., 2008г.

13. ОТТ 08042462, Приборы и средства автоматизации для атомных станций, Общие технические требования.

14. Правила классификации и постройки атомных судов и плавучих сооружений, РМРС, 2008 г.

15. Rosemount 1154, Alphaline Nuclear Pressure Transmitter, Rosemount Nuclear, Emerson Process Management, USA, 2008.

16. Electronic Pressure Transmitters, series N-E11 and N-E13, INVENSYS, Operations Management, 2011.

17. Преобразователи давления для атомных станций, эксплуатационная надежность и устойчивость, Отчет, ОАО «ВНИИАЭС», М., 2010г.

АНАЛИЗ РАБОТЫ АППАРАТУРЫ АКНП-АКЭ В ПЕРИОД ЭНЕРГОПУСКА БЛОКА 4 КАЛИНИНСКОЙ АЭС С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000

Баринов А.Ю., Костицин А.Р., Лужнов А.М., Малёнкин Д.А., Мирошник Ю.М., Соколов И.В., Романичев М.К., Стефаницкая Л.О.
ЗАО «СНИИП-СИСТЕМАТОМ», Москва

1. Введение

В октябре 2011 г. состоялся энергопуск блока № 4 Калининской АЭС с реактором ВВЭР-1000. Установленная на блоке аппаратура АКЭ разработки ЗАО «СНИИП-СИСТЕМАТОМ» функционировала на момент пуска в «режиме АКНП», то есть возможность коррекции сигнала АКНП была блокирована.

04-05 декабря 2011 г. на уровне мощности 40% на блоке были проведены испытания с полным погружением 10 и 9 групп ОР СУЗ в нештатном и штатном режимах. В результате обработки экспериментальных данных, зарегистрированных в процессе испытаний, были определены константы, которые необходимы для перевода аппаратуры АКНП-АКЭ в основной режим работы, то есть в режим коррекции сигнала АКНП. Полученные константы были сведены в таблицу, названную Таблицей Внешних Параметров (ТВП), которая приведена в Приложении 1.

16 декабря 2011 г. (в момент остановки блока) полученные константы были введены в каналы АКНП-АКЭ. С этого момента времени аппаратура АКНП-АКЭ позволяет в режиме реального времени корректировать сигнал АКНП, компенсируя нарушение прямой пропорциональности между сигналом АКНП и тепловой мощностью реакторной установки (РУ) из-за влияния на сигнал АКНП следующих факторов:

1. Изменение температуры теплоносителя на входе в реактор;

2. Изменение положения групп органов регулирования (ОР) системы управления и защиты (СУЗ);

3. Изменение уровня мощности РУ;

4. Изменение аксиального офсета (АО);

5. Изменение радиального распределения мощности в активной зоне в процессе выгорания.

Кроме этого, аппаратура АКЭ позволяет в режиме реального времени контролировать:

1. Аксиальный офсет;

2. Распределение мощности по высоте активной зоны реактора (среднее аксиальное энергораспределение).

В настоящем докладе кратко описаны константы, введенные в АКЭ 16.12.2011, и выполнен анализ работы АКЭ с этими константами 09-14 января 2012г, в период проведения различных испытаний на уровне мощности 50% от номинальной.

2. Состав аппаратуры АКНП-АКЭ блока №4 Калининской АЭС

1. Аппаратура АКНП-АКЭ (в дальнейшем для краткости просто АКЭ) блока № 4 Калининской АЭС из состава подсистемы инициирующей части АЗ, ПЗ включает в себя 2 комплекта, в каждый из которых входят 3 канала ИК с установленными в них сборками из 3-х камер энергетического диапазона и 3 соответствующих каналам ИК УНО АКНП-АКЭ.

Сборки, установленные в каналы ИК 2,12,22, составляют 1-ый комплект АКЭ, а сборки, установленные в каналы 7,17,27, составляют 2-ой комплект АКЭ (рис.2.1).

2. В каждой сборке нижняя камера (КНК-53М) имеет длину чувствительного объема 360 мм, а верхняя и средняя камеры (КНК-15) имеют длину чувствительного объема 176 мм.

3. Сборки камер установлены в каналы ИК так, чтобы центр чувствительного объема (ЦЧО) верхней камеры был расположен на 432 мм выше центра активной зоны, а центр чувствительного объема нижней камеры был расположен на 1100 мм ниже центра активной зоны. При этом ЦЧО средних камер расположены на 230 мм ниже центра активной зоны (рис. 2.2).

Несимметричность расположения верхних и нижних камер сборок относительно центра активной зоны связана с минимизацией влияния «тени» опорной консоли на поток нейтронов в месте установки верхних камер.

4. Каждая сборка АКЭ получает сигнал о положении 10 (рабочей), 9 групп ОР СУЗ и группы УПЗ.

5. Каждая сборка АКЭ получает 1 сигнал, характеризующий температуру теплоносителя на входе в реактор в определенной петле (см. табл.2.1 и рис.2.1).

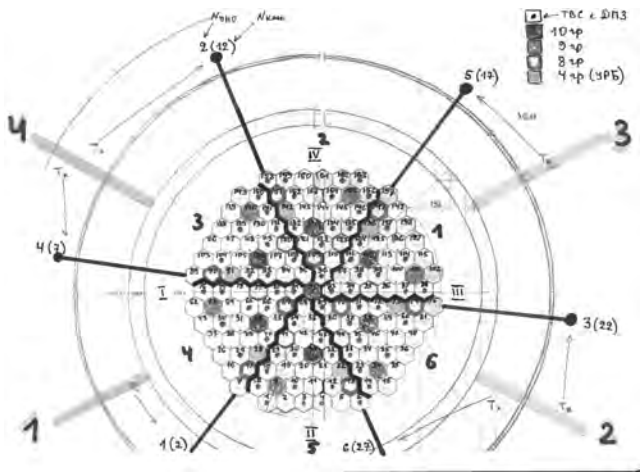


Рис. 2.1. Картограмма активной зоны ВВЭР-1000 блока № 4 Калининской АЭС с указанием расположения каналов ИК и сборок АКЭ (радиальные размеры в масштабе)

Соответствие номеров сборок каналам ИК и привязка сигналов температур к петлям

№ сборки (УНО)	№ канала ИК	№ комплекта АКНП	№ петли, температура которой заведена в сборку
1	2	1	1
2	12	1	4
3	22	1	2
4	7	2	4
5	17	2	3
6	27	2	2

3. Константы АКЭ, не зависящие от аксиального расположения камер в канале ИК

3.1. Поправка на температуру теплоносителя

Камеры и активная зона разделены несколькими слоями защиты (вода, корпус реактора, бетон). При прочих равных условиях изменение температуры теплоносителя (воды) в опускном участке приводит к изменению её плотности и, как следствие, к изменению сигналов ИК.

Для устранения влияния температуры на сигнал камеры введена поправка α_T, которая линейно зависит от температуры теплоносителя и рассчитывается по формуле:

$$\alpha_T = 1 + Ct \cdot (To - Tx). \quad (1)$$

Здесь:

Tx(град) – входная температура теплоносителя;

To(град) – входная температура теплоносителя, при которой значение поправки равно 1 (To=288 град) – (параметр номер 15 в ТВП);

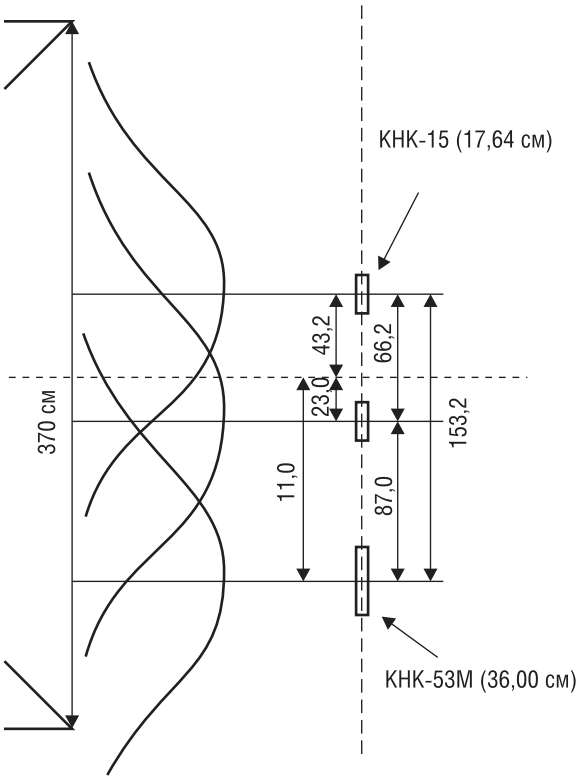


Рис. 2.2. Проектное размещение сборки их трех камер в канале ИК блока № 4 Калининской АЭС

Ct (1/град) – относительное изменение сигналов камер при изменении температуры на 1 °С (параметр номер 16 в ТВП);

Для блоков АЭС с ВВЭР-1000 значение Ct неоднократно оценено экспериментально и дополнительного уточнения не требует.

Было получено значение Ct =0.0090 (1/град), то есть увеличение (уменьшение) входной температуры теплоносителя на 1 градус приводит к увеличению (уменьшению) сигналов камер на величину около 0.9%.

3.2. Поправка на уровень мощности

Сигнал АКНП без коррекции пропорционален не мощности РУ, а мощности всего 2-3 периферийных ТВС. Поэтому при изменении относительной мощности периферийных ТВС (изменении Kq) будет меняться и сигнал АКНП, даже если мощность РУ остается постоянной.

Одним из факторов, приводящих, при прочих равных условиях, к изменению радиального энергораспределения и, как следствие, к изменению Kq периферийных ТВС и сигналов камер, является изменение уровня мощности РУ.

Для устранения влияния уровня мощности на сигнал камеры введена поправка α_W, которая учитывает эффект изменения радиального энергораспределения при изменении уровня мощности РУ.

Поправка α_W линейно зависит от относительной мощности РУ и рассчитывается по формуле:

$$\alpha_W = 1 + C_W \cdot (1 - \tilde{W}). \quad (2)$$

Здесь

W – мощность РУ в относительных единицах ($\tilde{W}$=1 при номинальной мощности РУ);

C_W – относительное изменение сигналов камер (только за счет изменения РРЭ) при изменении мощности РУ от 0% до 100% (параметр 17 из ТВП).

Достоверное значение данной константы можно будет определить после выхода блока на номинальный уровень мощности. В настоящее время установлено C_W= –0.07, то есть такое же значение, как и на блоке № 3 Калининской АЭС.

Значение C_W= –0.07 означает, что, при прочих равных условиях, изменение мощности РУ от 0% до 100% приведет к уменьшению Kq периферийных ТВС на 7.0%.

При работе РУ на номинальной мощности ($\tilde{W}$=1) поправка на уровень мощности равна 1.

3.3. Поправка на дрейф показаний АКНП в течение кампании

Поправка на дрейф учитывает эффект медленного изменения радиального распределения энергораспределения (РРЭ) в процессе выгорания. Изменение РРЭ приводит к изменению относительной мощности периферийных ТВС и, как следствие, к изменению сигналов камер.

Дрейф сигналов камер приводит к тому, что эксплуатационный персонал АЭС вынужден довольно часто (раз в 2-3 недели) выполнять тарировку АКНП, доводя вручную показание аппаратуры к текущему значению тепловой мощности.

Конкретные значения поправки на дрейф индивидуальны для разных блоков и зависят от топливной загрузки. При стационарной загрузке для экспериментальной оценки поправки на дрейф достаточно проанализировать данные всего за одну кампанию.

До выхода на стационарную загрузку поправку на дрейф можно оценить по данным БИПР-расчетов.

В настоящее время для блока №4 Калининской АЭС как экспериментальные, так и расчетные данные отсутствуют, поэтому поправка на дрейф временно блокирована (равна 1).

3.4. Поправка на изменение положения групп ОР СУЗ

При перемещении групп ОР СУЗ меняется мощность источника, излучение которого регистрирует камера (в том числе и при постоянной мощности РУ). Источником, в данном случае, являются 2-3 ТВС, расположенные рядом с каналом ИК.

Изменение Kq этих периферийных ТВС при перемещении групп ОР СУЗ и приводит к изменению показаний камер. Поправка на изменение положения групп должна компенсировать этот эффект.

Значения поправок на положения групп индивидуальны для разных блоков, при этом они слабо зависят от вариаций однотипной загрузки активной зоны и существенно зависят от эффективности, числа и расположения ОР, входящих в конкретную группу ОР СУЗ.

Алгоритм АКЭ блока № 4 Калининской АЭС позволяет учесть влияние на сигналы камер трех групп ОР СУЗ – 10-ой (рабочей), 9-ой, УПЗ. Результирующая поправка на изменение положения групп рассчитывается как произведение поправок на положение каждой из этих групп $\alpha_H = \alpha_{1H} \cdot \alpha_{2H} \cdot \alpha_{3H}$. (3)

Значения поправок $\alpha_{1H}, \alpha_{2H}, \alpha_{3H}$ нелинейно зависят от положения соответствующей группы, поэтому заданы в виде таблиц значений, включающих 11 значений для каждой группы – параметры 23-33 в ТВП для группы 10, параметры 34-44 в ТВП для группы 9 и параметры 45-55 в ТВП для группы УПЗ.

В таблицах 1-е значение соответствует полностью погруженной группе, а 11-е значение – полностью извлеченной группе.

Значение каждой поправки определяется по положению группы линейной интерполяцией в соответствующей таблице.

Поправки на положение группы 10 (рабочей) и группы 9, определенные по экспериментальным данным 04-05 декабря 2011 г. (полное погружение 10 и 9 групп в нештатном и штатном режимах на уровне мощности 40%), показаны на рис. 3.1 и 3.2.

Поправка на положение группы УПЗ временно блокирована (равна 1), так как пока отсутствуют экспериментальные данные для ее корректного определения.

Графики на рис. 3.1 и 3.2 показывают, что, только за счет изменения РРЭ, погружение рабочей группы из положения 80% приведет к увеличению показаний АКНП на 13,5%, а погружение группы 9 из положения 100%, приведет к уменьшению показаний АКНП на 7,5%.

4. Константы АКЭ, зависящие от расположения камер в канале ИК

Алгоритм АКЭ условно можно разбить на две части:

- Измеритель аксиального распределения энергораспределения (измеритель АРЭ), рассчитывающий АО и значения K_Z в 10-ти точках, равномерно распределенных по высоте активной зоны.
- Измеритель мощности (ИМ), вычисляющий коэффициент коррекции (K_C), на который умножается сигнал АКНП (Nакнп).

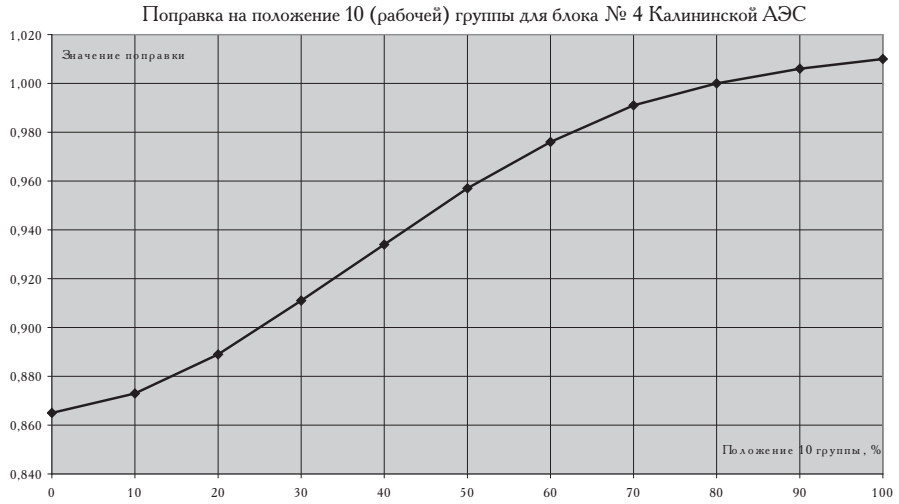


Рис. 3.1. Поправка на положения группы 10 (рабочей) для АКЭ блока № 4 Калининской АЭС (поправка нормирована на 1 при положении группы равном 80%)

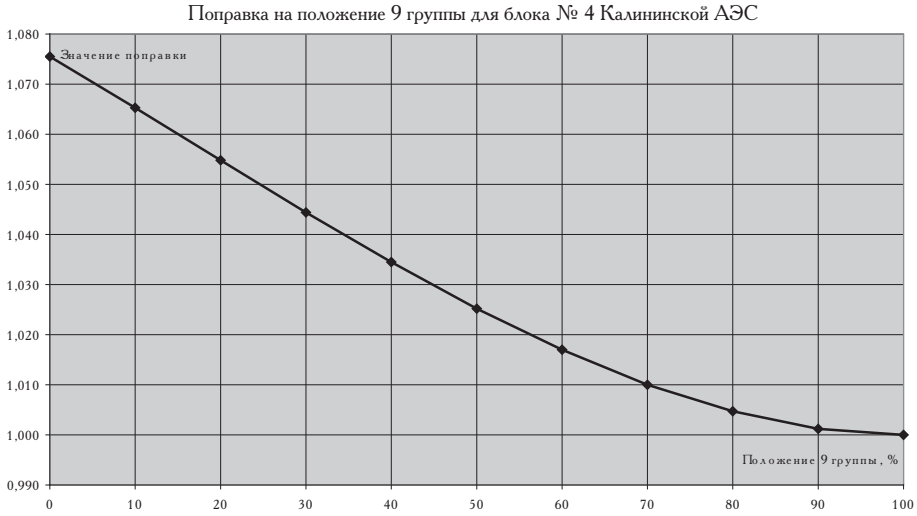


Рис. 3.2. Поправка на положения группы 9 для АКЭ блока № 4 Калининской АЭС (поправка нормирована на 1 при положении группы равном 100%)

4.1. Константы измерителя аксиального энергораспределения

Измеритель аксиального распределения энерговыделения определяет среднее аксиальное распределение энерговыделения (АРЭ) по высоте активной зоны.

АРЭ разложено в ряд, подобный ряду Фурье, но ограниченный всего пятью членами с нулевым свободным членом ($\tilde{a}_0$=0). Коэффициенты при базисных функциях в этом разложении ($\tilde{a}_1, \tilde{a}_2, \tilde{a}_3, \tilde{a}_4$) определяются по сигналам камер. Каждая сборка восстанавливает распределение независимо от других сборок. Распределения, полученные от отдельных сборок, усредняются.

Для определения ($\tilde{a}_1, \tilde{a}_2, \tilde{a}_3, \tilde{a}_4$) использованы «комплексы», включающие отношения сигналов камер. Значения коэффициентов $\tilde{a}_2$ и $\tilde{a}_3$ линейно зависят от значений этих «комплексов». Значение $\tilde{a}_1$ является зависимым и связано со значением $\tilde{a}_3$ условием нормировки АРЭ. Значение $\tilde{a}_4$ связано со значением $\tilde{a}_2$ линейной зависимостью.

В результате калибровки измерителя АРЭ по экспериментальным данным получены константы, которые приведены в Приложении 1 (параметры 59-61 и 73-79 в ТВП).

4.2. Константы измерителя мощности

Измеритель мощности (ИМ) вычисляет коэффициент коррекции (K_C), на который умножается мощность АКНП (Nакнп). Коэффициент коррекции равен произведению нескольких коэффициентов, каждый из которых учитывает влияние на сигналы ИК «своего» фактора.

$$\text{Nакэ} = \alpha_T \cdot \alpha_W \cdot \alpha_{KF} \cdot \alpha_H \cdot \alpha_{AO} \cdot \text{Nакнп} \qquad (4)$$

Если обозначить

$$K_C = \alpha_T \cdot \alpha_W \cdot \alpha_{KF} \cdot \alpha_H \cdot \alpha_{AO}, \qquad (5)$$

то

$$\text{Nакэ} = K_C \cdot \text{Nакнп} \qquad (6)$$

Здесь

Nакэ - корректированная мощность АКНП;

Nакнп - некорректированная мощность АКНП;

α_T - поправка на температуру теплоносителя (см. раздел 3.1);

α_W - поправка на изменение уровня мощности РУ (см. раздел 3.2);

α_{KF} - поправка на дрейф (см. раздел 3.3);

α_H - поправка на положение групп ОР СУЗ (см. раздел 3.4);

α_{AO} - поправка, учитывающая влияние на сигналы камер изменения АРЭ.

Поправка α_{AO} устраняет погрешность Nакнп, возникающую из-за интегрирования аксиального распределения мощности простым суммированием сигналов нижней и верхней камер:

$$\alpha_{AO} = \left[\frac{K_{2W}P_1 + (1\text{-}K_{2W}) \cdot P_2}{0.5 \cdot (P_1 + P_2)} \right] \qquad (7)$$

Здесь:

P_1, P_2 - сигналы нижней и верхней камер в сборке из 3-х камер;

K_{2W} - константа, которая зависит от взаимного расположения нижней и верхней камер в канале ИК и коэффициентов преобразования НП.

Калибровка измерителя мощности заключается в определении для каждой сборки K_{2W}. Полученные значения K_{2W}, приведенные в Приложении 1 (параметр 56 в ТВП).

5. Сравнение результатов контроля параметров РУ аппаратурами АКЭ и СВРК

В данном разделе выполнена оценка работы АКЭ (после ввода в аппаратуру констант из Приложения 1) в период проведения различных испытаний на уровне мощности 50% от номинальной (с 09.01.2012 по 14.01.2012).

На рис.5.1 показаны изменение мощности РУ и изменение положения рабочей группы (остальные группы были выведены из активной зоны). На рис.5.1 приведены три оценки тепловой мощности РУ:

1. Штатное значение тепловой мощности (Nакз).

2. Некорректированное значение мощности от аппаратуры АКНП (Nакнп).

3. Значение мощности от АКНП, откорректированное аппаратурой АКЭ (Nакэ).

На рис.5.2 показано отклонение Nакнп и Nакэ от Nакз в % от номинальной мощности.

На рис.5.3 показано изменение значений аксиального офсета (АО) по данным СВРК и по данным 6-ти сборок АКЭ.

На рис.5.4 выполнено сравнение аксиальных распределений энерговыделения (в виде значений Kz), полученных от СВРК и АКЭ. Для сравнения были выбраны распределения в состояниях РУ с максимальным и минимальным значениями офсета и различной глубиной погружения рабочей группы.

Представленные данные позволили сделать следующие выводы:

1. Среднее по 6-ти сборкам значение корректированной мощности (Nакэ) отклонялось от штатного значения мощности (Nакз) на величину не более 1% Nном (рис.5.1 и 5.2) в следующих режимах работы РУ:
- изменение мощности от 15% до 50%;
- погружение рабочей группы до 35%;
- изменение аксиального офсета от –35% до 5%.

2. Значения АО, определенные шестью сборками АКЭ, практически совпадают между собой и совпадают в пределах 1% со значениями офсета по данным СВРК при изменении офсета от –35% до 5% (рис. 5.3).

3. Сравнение аксиальных распределений (в виде значений Kz), полученных по данным СВРК и АКЭ, показывает, что значения Kz отличаются не более чем на 0,05 (рис.5.4). Для сравнения были выбраны распределения в состояниях РУ с минимальным и максимальным значениями АО и различной глубиной погружения рабочей группы.

6. Заключение

1. 16 декабря 2011г в аппаратуру АКЭ блока 4 Калининской АЭС были введены константы (см. Приложение 1), которые перевели аппаратуру из «режима АКНП» в основной режим работы. В этом режиме аппаратура АКЭ корректирует сигнал АКНП, компенсируя нарушение прямой пропорциональности между сигналом и тепловой мощностью РУ из-за влияния на сигнал АКНП следующих факторов:
- Изменение температуры теплоносителя на входе в реактор;
- Изменение положения групп органов регулирования;
- Изменение уровня мощности РУ;
- Изменение аксиального офсета;
- Изменение радиального распределения мощности в активной зоне в процессе выгорания.

Кроме этого, аппаратура АКЭ контролирует:
- Аксиальный офсет;
- Распределение мощности по высоте активной зоны реактора (среднее аксиальное энергораспределение).

2. Получены количественные оценки основных факторов, приводящих к отклонению сигнала АКНП от мощности РУ и компенсируемых соответствующими поправками:
- Увеличение (уменьшение) входной температуры теплоносителя на 1 градус приводит к увеличению (уменьшению) значения Nакнп на величину, составляющую около 0.9% (Ct =0.0090 1/град);
- Полное погружение рабочей группы из положения 80% приводит к завышению значения Nакнп на 13,5%;
- Полное погружение группы 9 из крайнего верхнего положения приводит к занижению значения Nакнп на 7.5%.

3. Оценка работы АКЭ в период проведения испытаний на уровне мощности 50% (с 09.01.2012 по 14.01.2012) показала:
- Среднее по 6-ти сборкам значение корректированной мощности (Nакэ) отклонялось от штатного значения мощности (Nакз) на величину не более 1% Nном при изменении мощности от 15% до 50%, погружении рабочей группы до 35%, изменении аксиального офсета от –35% до 5%.
- Значения АО, определенные шестью сборками АКЭ, практически совпадают между собой и совпадают в пределах 1% со значениями офсета по данным СВРК при изменении офсета во всем зарегистрированном диапазоне от –35% до 5%.
- Аксиальные распределения, полученные по данным СВРК и АКЭ, отличаются по значениям Kz не более чем на 0,05 для всех распределений, зарегистрированных в процессе испытаний.

4. После обработки экспериментальных данных, полученных в процессе вывода блока 4 Калининской АЭС на номинальный уровень мощности, некоторые константы АКЭ могут быть уточнены.

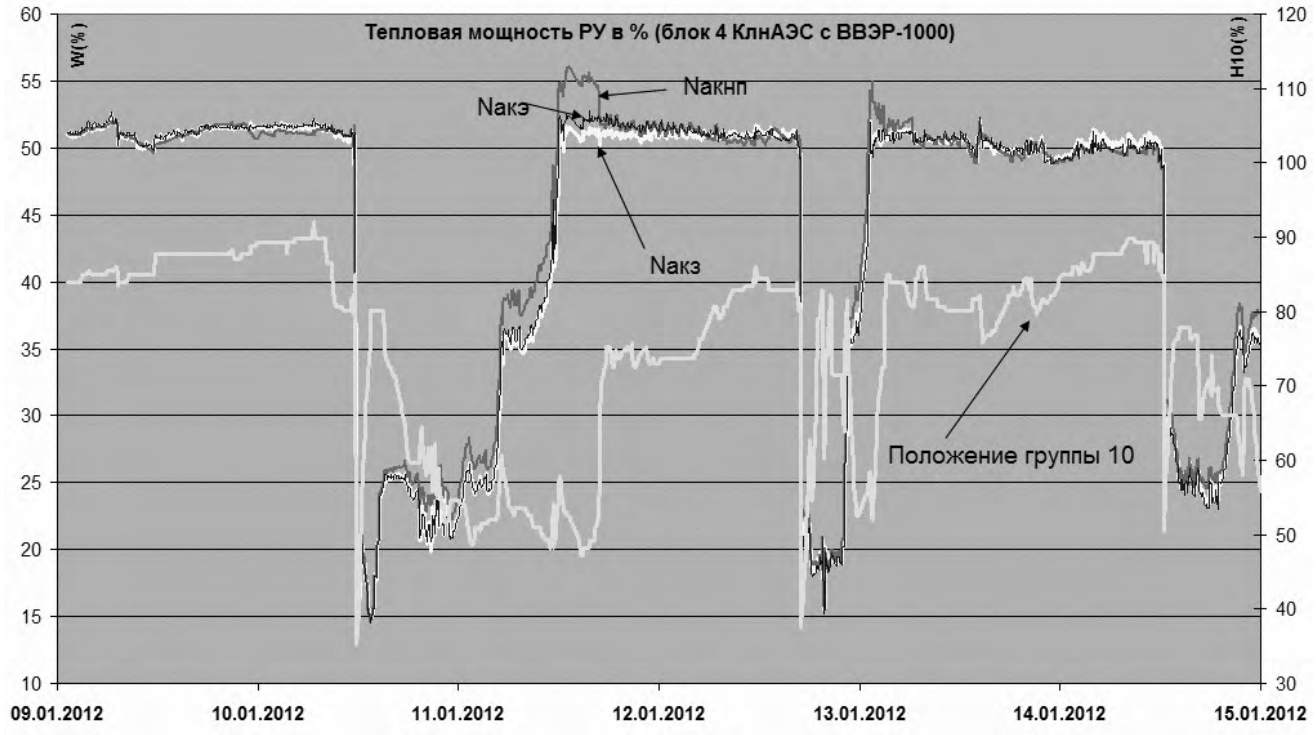


Рис. 5.1. Изменение мощности РУ и положения рабочей группы с 9 по 14 января 2012г (блок 4 Калининской АЭС с ВВЭР-1000)

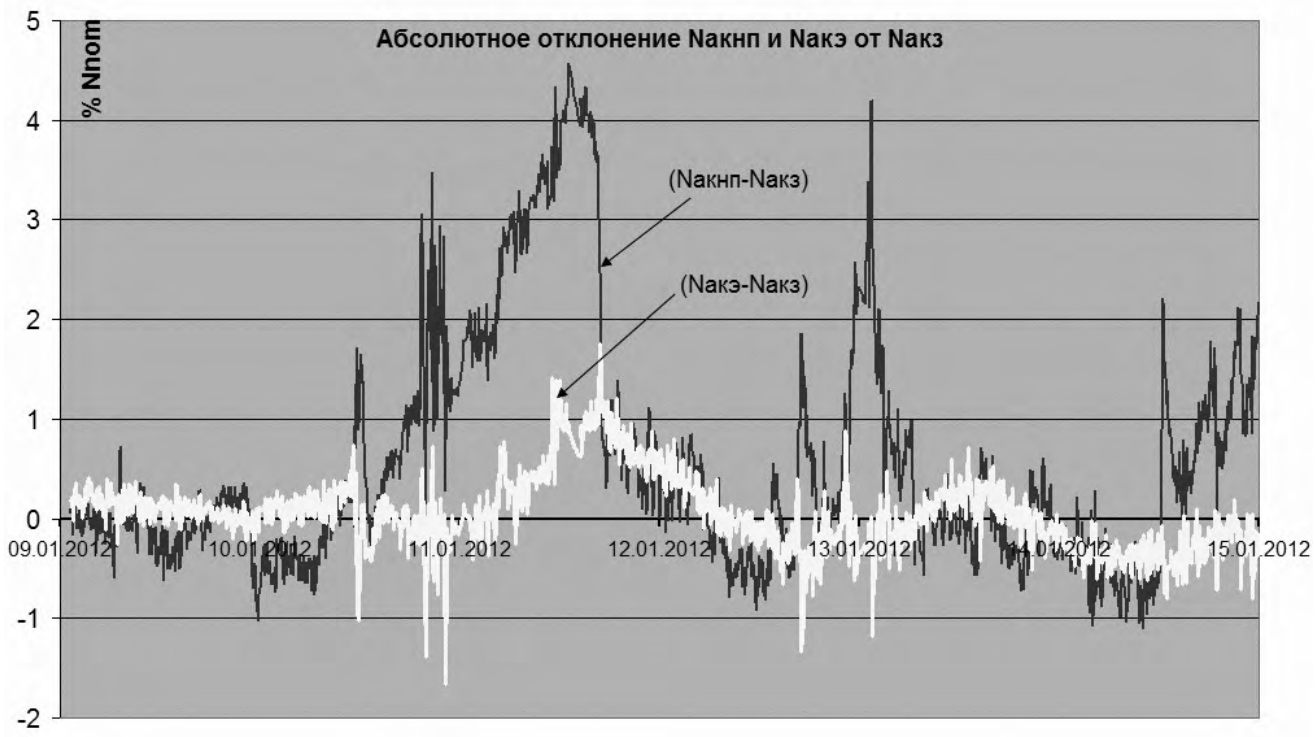


Рис. **5.2.** Отклонение некорректированной (Nакнп) и корректированной (Nакэ) мощностей от штатной мощности (Nакз) в процессе испытаний 9-14 января (блок 4 Калининской АЭС с ВВЭР-1000)

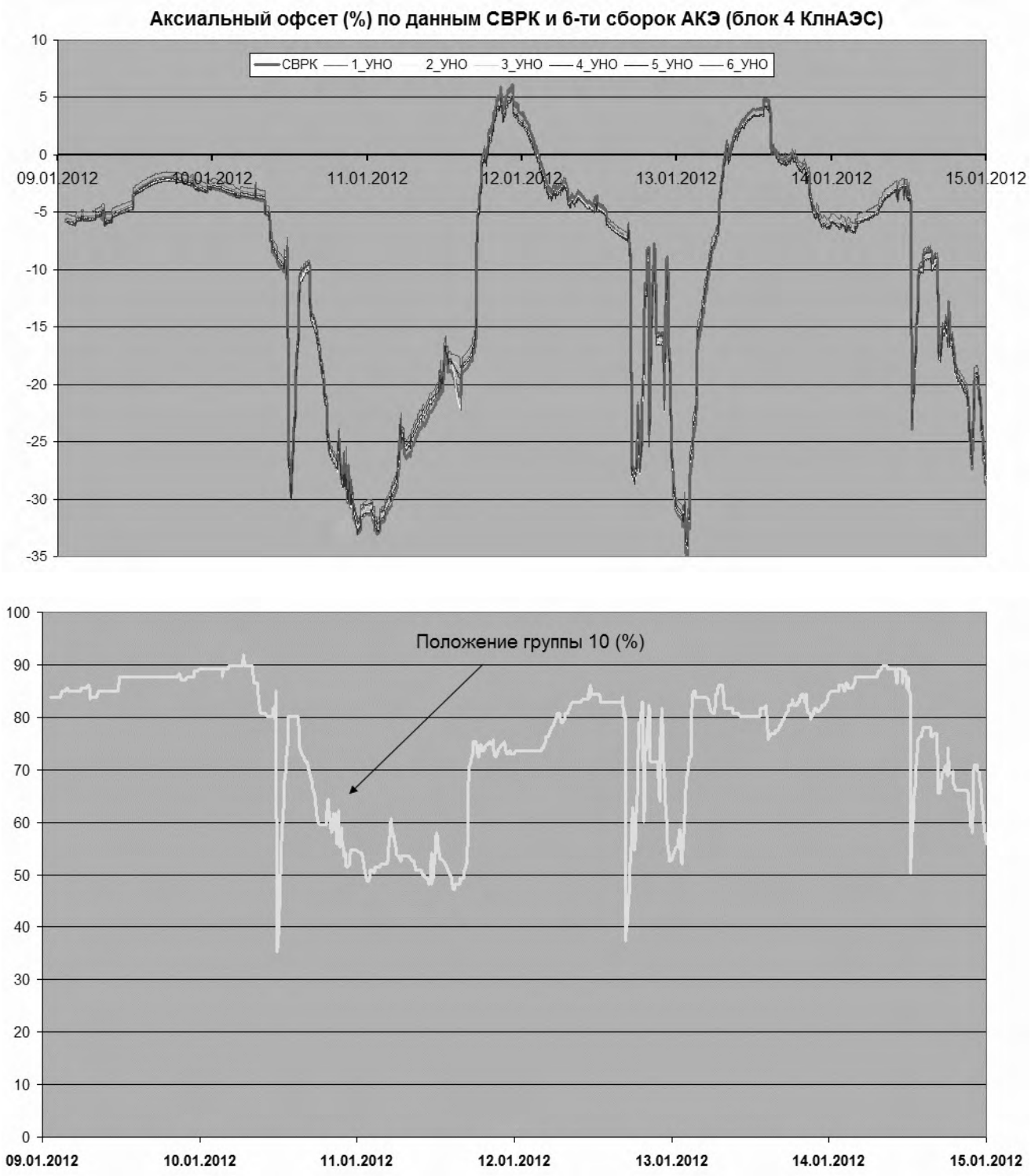


Рис. 5.3. Изменение аксиального офсета по данным СВРК и АКЭ (6 сборок) и положения рабочей группы (9-14 января 2012г блок 4 Калининской АЭС)

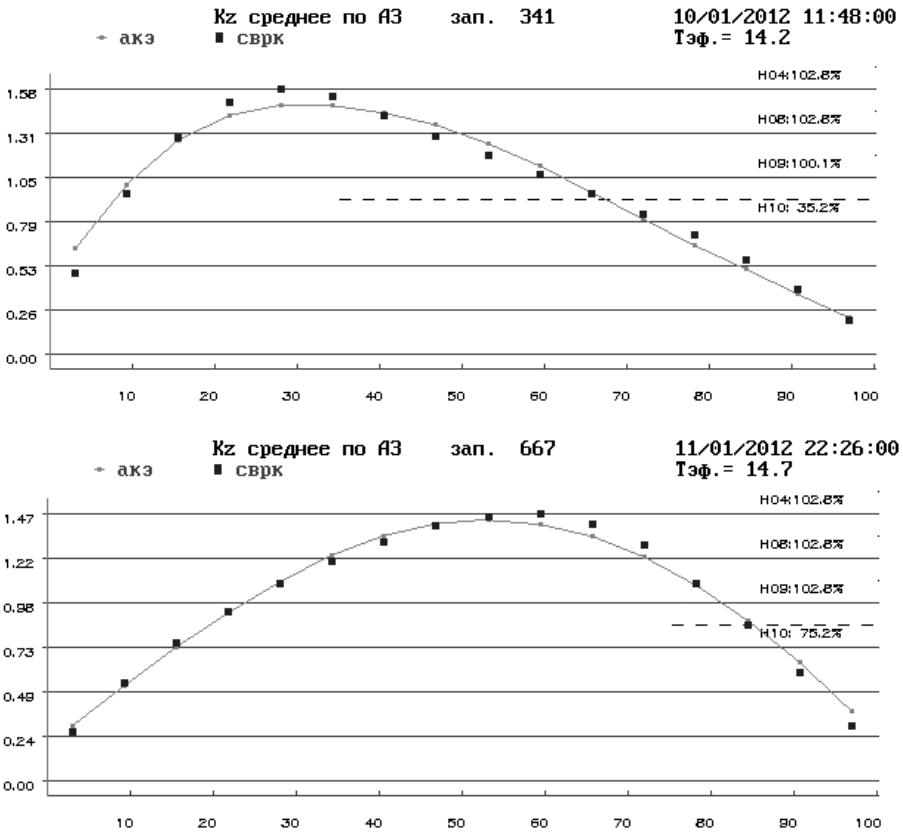


Рис. 5.4-а. Сравнение аксиальных распределений (в виде значений Kz), полученных по данным СВРК и АКЭ (блок 4 Калининской АЭС с ВВЭР-1000)

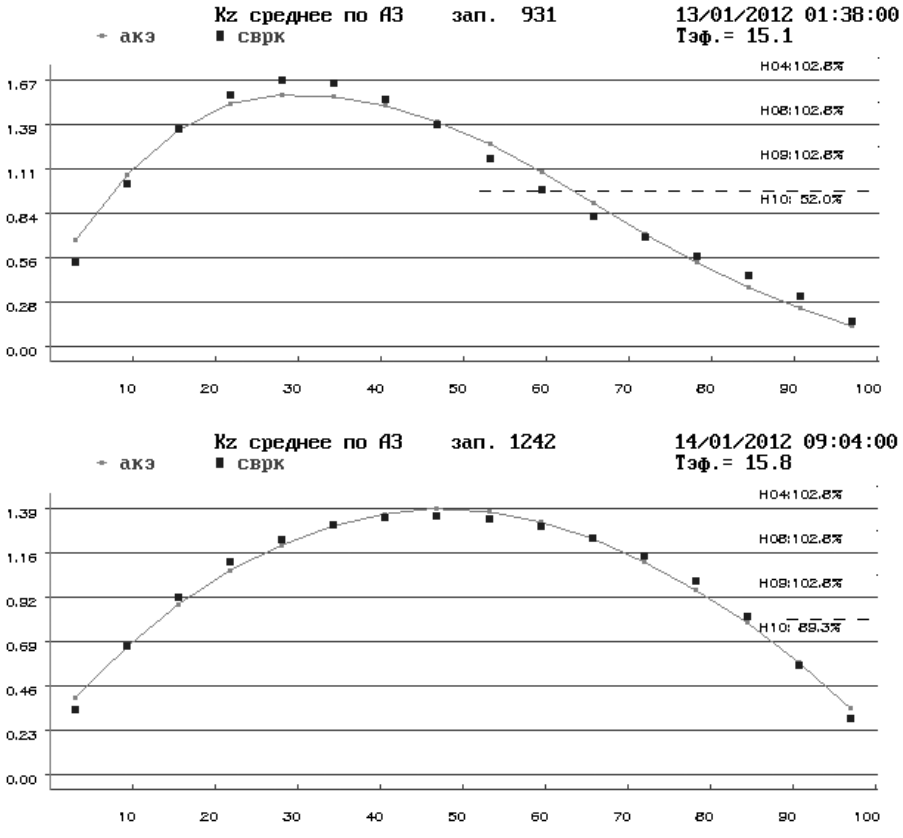


Рис. 5.4-б. Сравнение аксиальных распределений (в виде значений Kz), полученных по данным СВРК и АКЭ (блок 4 Калининской АЭС с ВВЭР-1000)

Приложение 1. Таблица Внешних Параметров для АКЭ КлнАЭС-4 (версия от 16.12.2011)

	AKECON_F	1 сборка (УНО-1)	2 сборка (УНО-2)	3 сборка (УНО-3)	4 сборка (УНО-4)	5 сборка (УНО-5)	6 сборка (УНО-6)	
1	**It**	1	1	1	1	1	1	
2	**Ih**	1	1	1	1	1	1	
3	**K1t1**	-2,0e-6	-2,0e-6	-2,0e-6	-2,0e-6	-2,0e-6	-2,0e-6	
4	**K2t1**	0,114608	0,114608	0,114608	0,114608	0,114608	0,114608	
5	**K3t1**	-124,281698	-124,281698	-124,281698	-124,281698	-124,281698	-124,281698	
6	**K1t1c**	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	
7	**K2t1c**	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	
8	K1t2	-2,0e-6	-2,0e-6	-2,0e-6	-2,0e-6	-2,0e-6	-2,0e-6	
9	**K2t2**	0,114608	0,114608	0,114608	0,114608	0,114608	0,114608	
10	**K3t2**	-124,281698	-124,281698	-124,281698	-124,281698	-124,281698	-124,281698	
11	**K1t2c**	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	
12	**K2t2c**	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	
13	**Tmin**	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
14	**Tmax**	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
15	To	288,0	288,0	288,0	288,0	288,0	288,0	
16	**Ct**	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	
17	**Cw**	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	
18	**Po**	5000	5000	5000	5000	5000	5000	
19	**Wo**	100	100	100	100	100	100	
20	**Kho**	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	
21	**Kh**	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
22	**Ho**	285,0	285,0	285,0	285,0	285,0	285,0	
23	Alfa1	0,865	0,865	0,865	0,865	0,865	0,865	
24	Alfa2	0,873	0,873	0,873	0,873	0,873	0,873	ПУМ
25	Alfa3	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889	
26	Alfa4	0,911	0,911	0,911	0,911	0,911	0,911	
27	Alfa5	0,934	0,934	0,934	0,934	0,934	0,934	
28	Alfa6	0,957	0,957	0,957	0,957	0,957	0,957	
29	Alfa7	0,976	0,976	0,976	0,976	0,976	0,976	
30	Alfa8	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	
31	Alfa9	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
32	Alfa10	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	1,006	
33	Alfa11	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	
34	beta1	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	
35	beta2	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065	
36	beta3	1,055	1,055	1,055	1,055	1,055	1,055	
37	beta4	1,044	1,044	1,044	1,044	1,044	1,044	
38	beta5	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	
39	beta6	1,025	1,025	1,025	1,025	1,025	1,025	
40	beta7	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	1,017	
41	beta8	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	
42	beta9	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005	
43	beta10	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	
44	beta11	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
45	**ci1**	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
46	ci2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	

Окончание прил. 1

	AKECON_F	1 сборка (УНО-1)	2 сборка (УНО-2)	3 сборка (УНО-3)	4 сборка (УНО-4)	5 сборка (УНО-5)	6 сборка (УНО-6)	
47	**ci3**	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
48	**ci4**	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
49	**ci5**	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
50	**ci6**	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
51	**ci7**	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
52	**ci8**	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
53	**ci9**	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
54	ci10	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
55	**ci11**	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
56	**K2w**	0,44	0,40	0,40	0,41	0,38	0,42	
57	**K3w**	-0,60	-0,60	-0,60	-0,60	-0,60	-0,60	
58	**Cf3**	0	0	0	0	0	0	
59	K1a3	1,0147	0,9968	1,0015	0,9973	0,9928	0,9978	
60	K2a3	0,5102	0,5080	0,4843	0,4874	0,4929	0,5163	
61	K3a3	1,62	1,59	1,47	1,53	1,51	1,58	
62	**N_{KF}<=5**	0	0	0	0	0	0	
63	**Tef1**	0	0	0	0	0	0	
64	**Tef2**	300	300	300	300	300	300	
65	**Ckf1**	0	0	0	0	0	0	
66	**Ckf2**	0	0	0	0	0	0	
67	**Ckf3**	0	0	0	0	0	0	
68	**Ckf4**	0	0	0	0	0	0	
69	**Ckf5**	0	0	0	0	0	0	
70	Teff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
71	Tkf	999	999	999	999	999	999	ПЗУ
72	a3*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
73	K1a2	-0,0592	-0,0523	-0,0457	-0,0344	-0,0318	-0,0394	
74	K2a2	0,73	0,71	0,70	0,72	0,70	0,72	
75	K3a2	-0,0266	-0,0318	-0,0249	-0,0221	-0,0233	-0,0252	
76	K4a2	0,33	0,32	0,30	0,32	0,31	0,33	
77	K5a2	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
78	**K1a4**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
79	**K2a4**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
80	**Cf1**	0	0	0	0	0	0	БНО
81	**h_a2**	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	
82	**b_a2**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
83	c_a2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
84	**Cf2**	0	0	0	0	0	0	
85	**G**	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПТК АЭС

Хочанский М.Д.
ООО «Московский завод «ФИЗПРИБОР», г. Подольск

О заводе

История завода насчитывает 70 лет. И всегда, начиная с первых дней работы, завод занимался разработкой и производством различных приборов контроля и средств автоматизации.

В 1960-1980 гг. выполнял заказы, связанные с созданием элементов систем жизнеобеспечения космических кораблей «Союз» и «Буран». Изготавливал и поставлял системы автоматики для морских буровых установок.

Атомная тематика вошла в производственные планы завода с 1983 года - время строительства и пуска первого энергоблока Запорожской АЭС. Тогда завод успешно выполнил правительственный заказ на разработку, изготовление и поставку источников питания (2000 шт.) для унифицированного комплекса технических средств (УКТС), обеспечив выполнение сроков пуска первого блока в эксплуатацию.

В настоящее время завод внесен в реестр поставщиков ОАО «Концерн Росэнергоатом» в качестве квалифицированного поставщика.

На предприятии внедрена и сертифицирована система менеджмента качества (сертификат TUF SUD и сертификат АНО «АтомТехноТест»).

Завод имеет лицензии Ростехнадзора России на конструирование и изготовление оборудования для атомных станций.

Поставляемое оборудование сертифицировано АНО «АтомТехноТест» в системе ОИТ.

Предприятие обладает новыми производственными площадями, полностью оснащено самым современным технологическим и испытательным оборудованием и укомплектовано высококвалифицированным персоналом.

Производственные мощности позволяют изготавливать до 800 шкафов управления и не менее 100 000 функциональных блоков в год.

Сведения о производственной базе

Наименование оборудования (по видам)		
Устройство подготовки паяльной пасты SPS-1	Станок намотки каркасной СНС-2.0-300	Стенд проверки дискретных блоков СПДБ
Полуавтоматический принтер нанесения паяльной пасты SP003	Пресс для наколки плоского кабеля Harting	Стенд проверки аналоговых блоков СПАБ
Шкаф сухого хранения AHS-1400C	Рабочее место монтажника РЭА и П	Стенд проверки источников питания (ГН20) Крона-514
Автомат установки компонентов на плату CLM 9000 Plus	Рабочее место слесаря-сборщика РЭА и П	Фрезерно-гравировальный станок с ЧПУ GFM-4433
Автомат установки компонентов на плату FLX 2010 V	Паяльная станция WSLT	Стенд проверки источников питания (ГН26) СПИП
Автомат установки компонентов на плату SM 421	Паяльная станция WD1000	Фрезерно-гравировальный станок с ЧПУ GFM-4433
Конвекционная печь оплавления RO 300 FC	Паяльная станция WMD3	Установка лазерной гравировки Spirit 25
Конвекционная печь оплавления HotFlow 2/12	Станция пайки горячим воздухом WHA-3000P	Токарный обрабатывающий центр с ЧПУ ST-10
Загрузчик плат в линию NTE 0710LL	Фрезерный обрабатывающий центр с ЧПУ Minimill	Вибростенд ST-80
Инспекционный конвейер NTM 510ICL 1000	Гильотинные ножницы с ЧПУ TS-2006	Стереомикроскоп VS8
Рабочая станция NTM 530WSL 1000	Листогибочный пресс ERMS-16040	Стереомикроскоп Mantis
Разгрузчик плат с линии NTE 0710UL	Кривошипный пресс КД 2322	Установка формовки выводов компонентов Olameff
Установка пайки двойной волной припоя ATF 10-25	Гидравлический вырубной пресс FA 200/6	Установка мерной резки и зачистки кабеля Kappa 310
Установка селективной пайки GoSelektiv	Сверильный станок JET	Установка зачистки и закрутки провода Cosmic 927 R
Установка струйной отмывки Öko-2000	Установка контактной сварки РТЕ-18	Станок намотки тороидальной СНТ-2.0 ВВ
Система автоматической оптической инспекции Marantz	Печь для закалки и отпускания металлов СНОЛ 6/10-В	Ремонтный центр WQB4000SOPS
Система автоматической оптической инспекции I-Pulse	Термовлагокамера MHU-408	Система контроля плат рентгеновским излучением Micromex
	Климатическая камера KK	
Большое количество измерительной аппаратуры и стендового оборудования		



Рис. 1. Сверхточный установщик SMD-компонентов SAMSUNG SM421

Участок поверхностного монтажа завода оснащен современной автоматизированной линией, состоящей из установки трафаретного нанесения паяльной пасты ESSEMTEC SP003-ML, сверхточного установщика SMD-компонентов SAMSUNG SM421, печи конвекционного оплавления ERSA HotFlow 2/12, и транспортной системы NUTEK.

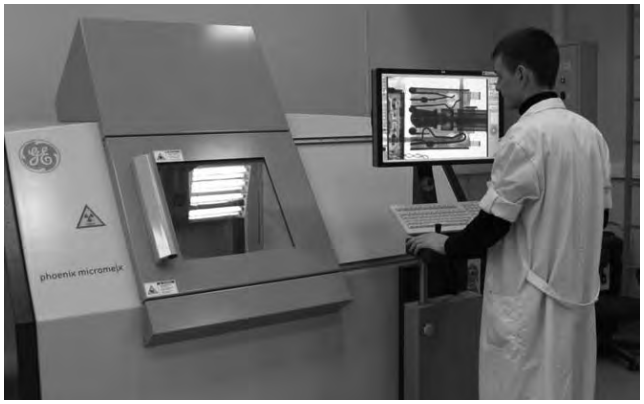


Рис. 2. Система рентгеновского контроля Microme X

Печатные платы проходят входной контроль на системе рентгеновского контроля.



Рис. 3. Система автоматического оптического контроля Marantz 22xCl

Собранные печатные платы проходят контроль на системе автоматического оптического контроля Marantz 22xCl.



Рис. 4. Приборно-сборочный цех

Выводные компоненты и механические детали устанавливаются в приборно-сборочном цехе.



Рис. 5. Система селективной пайки выводных компонентов GoSelective Light

Пайка выводных компонентов производится на системе селективной пайки GoSelective Light.



Рис. 6. Участок сборки систем

Участок сборки систем размещен в новом, просторном и светлом здании.

Инновационные технологии в АСУ ТП на базе технических средств Московского завода «ФИЗПРИБОР»

Предлагается использовать для АСУ ТП систем контроля и управления новых проектов ВВЭР Комплекс технико-программных средств повышенной надежности КТПС-ПН. Комплекс включает:

- Концентратор, ФКРЦ 3.689.000:
- Шлюз, ФКРЦ 3.689.001;
- Базовый шкаф ШБ КТПС-ПН для установки управляющих и логических блоков, блоков приема токовых и дискретных сигналов, ПЮИЖ 6.100.001. ТУ 4024-008-00226939-2004;
- Набор служебных, приема дискретных сигналов, управляющих и аналоговых отказоустойчивых блоков КТПС-ПН, ТУ 4024-010-00226939-2004;
- Устройство дистанционного управления оборудованием систем безопасности УДУ, АКЕТ 2.556.000, ТУ 4024-001-00226939-02.

Референтность Концентратора и Базового шкафа ШБ КТПС-ПН с управляющими и логическими блоками подтверждается эксплуатацией на Ростовской, Нововоронежской и Балаковской АЭС.

Референтность УДУ подтверждается его безотказной эксплуатацией на 3 энергоблоке Калининской АЭС с 2003 года.

Технические средства и базовое программное обеспечение комплекса КТПС-ПН сертифицировано в системе ОИТ.

На базе комплексов КТПС-ПН разработано, изготовлено и поставлено на АЭС «Куданкулам» (Индия) ПТК СКУ ХВО.

Обьем технологического оборудования, управляемого и контролируемого системой ПТК СКУ ХВО, включает: 454 задвижки: 80 электродвигателей (насосов, вентиляторов), 31 регулятор.

Для сравнения обьём системы УСБТ проекта В-320 включает: 230 задвижек; 48 электродвигателей (насосов, вентиляторов); 12 регуляторов.

Учитывая, что при создании системы СКУ ХВО используются передовые схемные, конструктивные и технологические достижения сегодняшнего дня, а также сопоставив обьем автоматизации СКУ ХВО, СКУ РО и УСБТ энергоблока АЭС можно принять систему ПТК СКУ ХВО АЭС «Куданкулам» в качестве прототипа для СКУ РО и УСБТ для новых проектов.

Очевидными достоинствами прототипа СКУ РО и УСБТ являются:

- существенное уменьшение количества оборудования системы и, как следствие, снижение стоимости оборудования;
- улучшенные временные характеристики;
- уменьшение времени и трудоемкости проектирования;
- существенное увеличение надежности систем.

В Комплексе КТПС-ПН применены не только новые решения в схемотехнике и диагностики, но и совершенно новый технологический конструктив.

Шкафы КТПС-ПН в комплекте с функциональными блоками успешно прошли квалификационные испытания на сейсмостойкость, климатику и электромагнитную совместимость под требования к оборудования, квалифицируемому по классу безопасности 2 по ОПБ-88/97.

Использование шкафов КТПС-ПН позволяет:

- повысить качество и надежность систем контроля и управления,
- снизить трудозатраты на проведение периодического технического обслуживания за счет исключения винтовых соединений, требующих периодической протяжки;
- снизить трудозатраты при внесении изменений в логические схемы защит и блокировок за счет исключения паяных соединений;
- облегчить поиск и устранение единичных дефектов в процессе эксплуатации, благодаря наглядности и доступности всех соединений.

Применение в конструкции шкафа разъёмных соединений для внутренних и внешних связей каждого функционального блока в шкафах КТПС-ПН, при наличии сервисных технических средств (стендов, имитаторов и т.д.), поставляемых при заказе с оборудованием КТПС-ПН, в процессе эксплуатации позволяет легко автоматизировать следующие работы:

- поиск и обнаружение дефектов любой сложности, как блоков, так и внутреннего монтажа, и их устранение;
- ускоренная автоматизированная стопроцентная проверка целостности кабелей и всех внутришкафных соединений в период планового ремонта;
- калибровка блоков АДП и БГРТ, а также проверка исправности всех функциональных блоков без изъятия их из шкафа в период ППР.

Оборудование КТПС-ПН обеспечит существенное повышение надёжности и помехоустойчивости, удобство в эксплуатации и ремонте, и что особенно важно, вирусоустойчивость.

Одним из главных требований при разработке идеологии построения узлов, блоков и программного обеспечения КТПС-ПН – устойчивость системы к воздействию «вирусов».

Практически полная устойчивость к «вирусам» достигается:

- программное обеспечение (ПО) всех функциональных блоков КТПС-ПН является законченным, не требует и не допускает какой-либо загрузки «сверху» в процессе работы; информация передается только «снизу вверх»;
- ПО концентраторов (управляющих станций) функционирует без применения каких-либо стандартных операционных систем, для чего разработана своя среда с полностью открытыми кодами программирования;
- «сверху» в концентратор опускается точное время, конфигурация технических средств и база данных;
- технологические алгоритмы загружаются в концентраторы в виде описания, интерпретируемого ПО концентратора, а не в виде исполняемого кода процессора;
- взаимодействие концентраторов с системами верхнего уровня вне используемого протокола исключается благодаря полному отсутствию поддержки стандартных протоколов ПО концентраторов;
- дисководы и USB-порты используются только для установки ПО оператором, во время штатного функционирования ПО работа с USB-портами и дисководами не поддерживается.

Инновационный подход к использованию средств КТПС-ПН при модернизации КСО М64

Комплекс связи с объектом на базе КТПС-ПН предназначен для замены выработавшего эксплуатационный ресурс и морально устаревшего оборудования ИВС на современные программно-технические средства на первом энергоблоке Балаковской АЭС.

КСО предназначен для объединения в едином информационном пространстве сведений о состоянии технологического оборудования энергоблока, о состоянии аппаратных и программных средств КСО и представления данной информации оперативному персоналу АЭС (через верхний уровень ИВС/СППБ).

Целью модернизации КСО является повышение надёжности и безопасности энергоблока Балаковской АЭС за счёт внедрения современной технологии, обеспечивающей качественно новые возможности сбора, обработки и предоставления информации.

Реализация системы КСО на средствах КТПС-ПН имеет ряд преимуществ по сравнению, в частности, с реализацией на средствах рекомендованного RTP3000 производства RTP Corporation, США, а также средствах других производителей, близких по структуре к средствам RTP3000.

КСО на средствах КТПС-ПН удовлетворяет всем исходным техническим требованиям (ИТТ), имея при этом максимально простую структуру. В КТПС-ПН предусмотрена глубокая автоматическая диагностика аппаратно-программных средств, стопроцентное дублирование локальных сетей, включая сетевую часть функциональных блоков, кабельные линии и концентраторы. Реализована возможность замены блоков без отключения питания.

В КСО КТПС-ПН ввод-вывод сигналов осуществляется функциональными блоками. Обмен данными информации с блокам осуществляется непосредственно концентраторами на базе промышленных ЭВМ, в которых реализуются функциональные алгоритмы. Концентраторы, локальные сети, сетевые части функциональных блоков дублированы. Таким образом, на систему КСО в целом - пять каналов - требуется десять ЭВМ (концентраторов).

В RTP3000 ввод-вывод сигналов осуществляется картами ввода-вывода, установленными в шасси. Сбор и выдача информации картам осуществляется процессорами узла (одноплатными ЭВМ), установленными по два на каждое шасси (дублирование) и реализующими часть функциональных алгоритмов. Окончательный сбор сигналов и основная часть алгоритмов реализуется в процессорах узла (одноплатных ЭВМ). К одной паре процессоров узла подключается до 16 шасси. Для реализации всех функций КСО понадобится не менее 70 шасси и не менее четырёх пар процессоров узла. Таким образом, на систему КСО в целом потребуется не менее 148 ЭВМ (процессоров шасси и узла). Это на порядок больше, чем в системе на базе КТПС-ПН.

Связи в локальной сети КТПС-ПН показаны на рисунке 7, в сети RTP3000 – на рисунке 8.

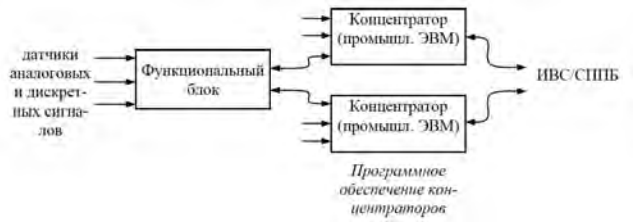


Рис. 7. Схема передачи сигналов в КСО на средствах КТПС-ПН

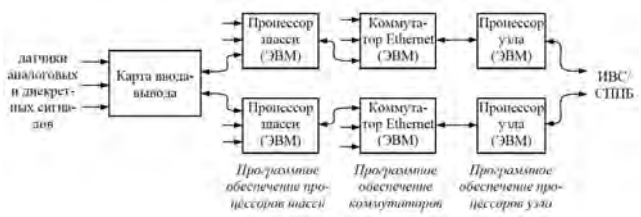


Рис. 8. Схема передачи сигналов в КСО на средствах RTP3000

Благодаря отсутствию ЭВМ в шкафах КСО КТПС-ПН, реализующих ввод-вывод сигналов, принудительное охлаждение шкафов не требуется. В RTP3000 принудительное охлаждение шасси необходимо.

Шкафы КСО КТПС-ПН питаются одновременно от двух фидеров переменного тока за счёт стопроцентного дублирования источников питания. Источники, подключённые к одному фидеру, рассчитаны на полную нагрузку шкафа. Переключение ввода переменного тока на входах источников при отказе одного из фидеров не требуется. Такая возможность в RTP3000 не заявлена.

Временные и точностные характеристики КСО КТПС-ПН:

- время сканирования всех входных сигналов не более 20 мс;
- точность присвоения времени инициативным дискретным сигналам – 1 мс;
- основная приведённая погрешность блоков приёма аналоговых сигналов – 0,1%.

Заключение

В настоящее время Московский завод «ФИЗПРИБОР» является современным предприятием, а его продукция конкурентоспособна на мировом рынке и должна быть широко использована в проектах новых АЭС и модернизации действующих.



Рис. 9. КСО КТПС-ПН на полигоне Московского завода «ФИЗПРИБОР»

НОВЫЕ ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В РУ БН

Горшков А.Е.
ОАО «НИКИЭТ», г. Москва
Зайцев П.А.
ФГУП «НИИ НПО «ЛУЧ», г. Подольск
Шохонов В.П.
ОАО «ОКБМ Африкантов», г. Н-Новгород

В ходе создания четвертого энергоблока Белоярской АЭС с реакторной установкой на быстрых нейтронах БН-800 допущены значительные временные разрывы между этапами разработки проектной документации, изготовления необходимого оборудования и его монтажа на рабочей площадке АЭС. При этом, к сожалению, не удалось избежать определенных трудностей с комплектацией установки целым рядом типов средств измерений. В частности, заложенные в проекты прототипы первичных преобразователей, предназначенных для непрерывного измерения и контроля температуры натриевых систем и систем слабо-перегретого и острого пара III контура энергоблока, пришлось переработать в связи с ужесточением требований [1] к работоспособности преобразователей в условиях запроектных аварий и соответствию существенно изменившейся в последнее десятилетие нормативной базы вида измерения. Введённые в стране в том числе законодательные ограничения потребовали также смены разработчика и изготовителя преобразователей.

Новая разработка реализована кооперацией специалистов ОАО«ОКБМ Африкантов», ОАО«НИКИЭТ» и ФГУП«НИИ НПО «ЛУЧ» в рамках соответствующих хоздоговоров.

При этом, естественно, что вновь разработанные преобразователи должны устанавливаться в ранее заложенные в проектной документации на блок защитные гильзы и установочные фланцы. В ходе разработки было сформулировано также дополнительное требование к работоспособности изделий в случае разрыва установочной гильзы [2]. Сложность выполнения этого требования заключалась в том, что его следовало выполнить не меняя лимитированные габаритные размеры герметизирующих фланцев.

Разработанный высокотемпературный термопреобразователь (ВТП) [3] является стационарным, невосстанавливаемым, неремонтируемым, однофункциональным изделием, с диапазоном измеряемых температур:

- от 0 до плюс 650 °С ;
- до плюс 800 °С (не более 100 ч);
- до плюс 1000 °С (не более 10 ч один раз за срок службы).

Наружная часть преобразователя функционирует на воздухе при температуре до плюс 60°С с относительной влажностью до 90% и при температуре до плюс 100°С с относительной влажностью - от 30 до 80%;

Как показано на рисунке 1, ВТП имеет исполнение, отличающееся длиной монтажной части, диаметром, крепежным устройством, защитной головкой, диаме-

тром кабеля первичного преобразователя (термопары), количеством зон контроля и количеством термопар в одной зоне.

По числу зон контроля ВТП в зависимости от исполнения являются однозонными (рисунок 1-б), трехзонными (рисунок 1 г) или четырехзонными (рисунок 1д), а по числу точек контроля (горячих спаев) в одной зоне -одинарными или тройными (рисунок 1в).

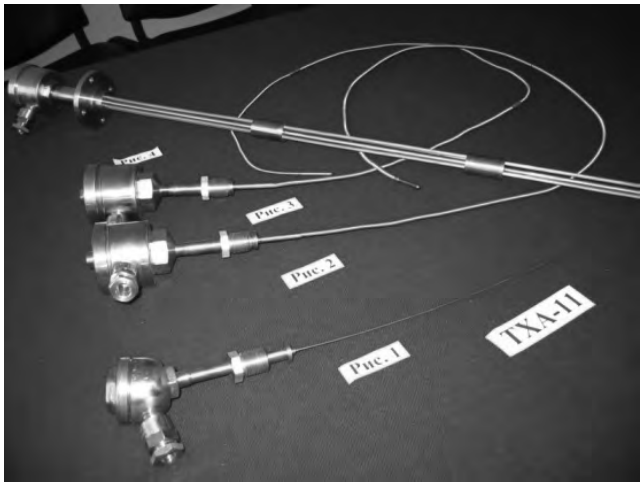


Рисунок 1а. Внешний вид ВТП ТХА-11

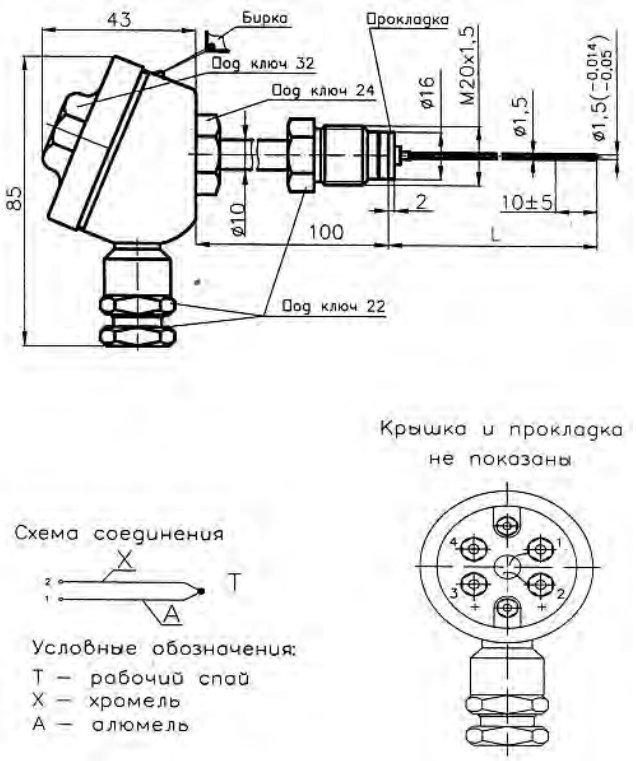


Рисунок 1б. Устройство и схема подключения ВТП ТХА-11 исп.1

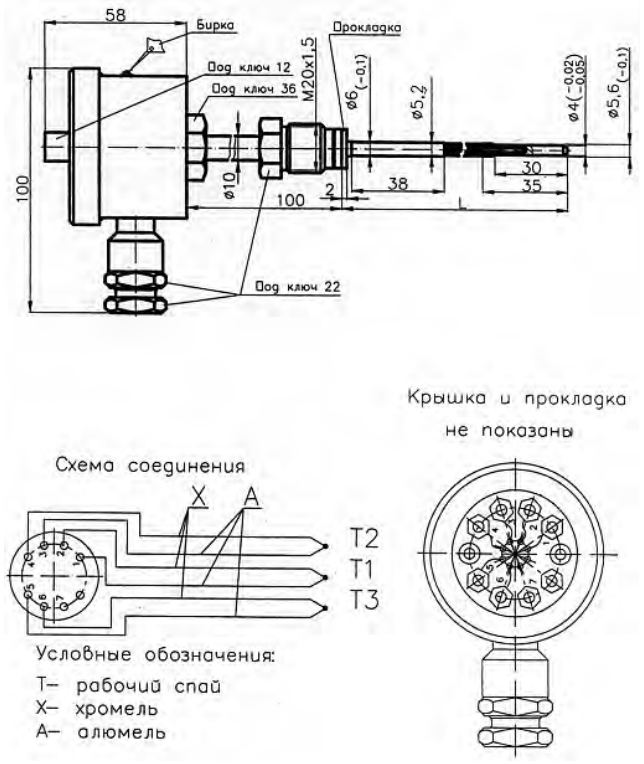


Рисунок 1в. Устройство и схема подключения ВТП ТХА-11 исп.2

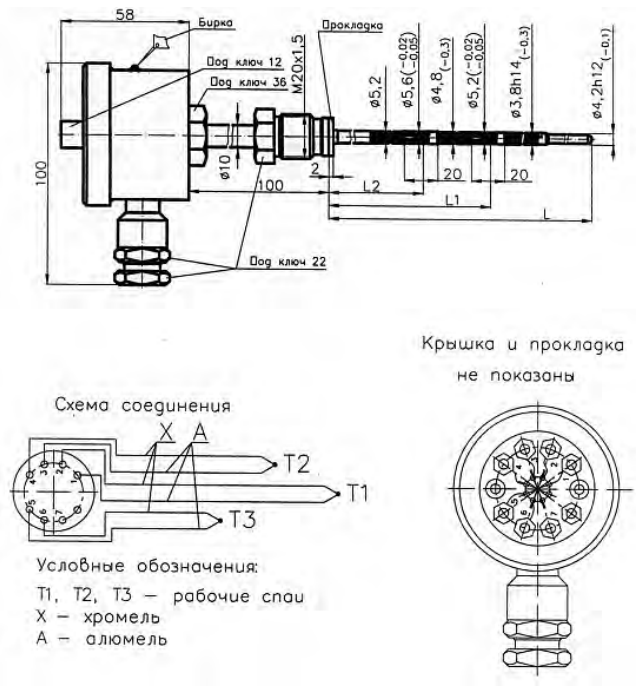


Рисунок 1г. Устройство и схема подключения ВТП ТХА-11 исп.3

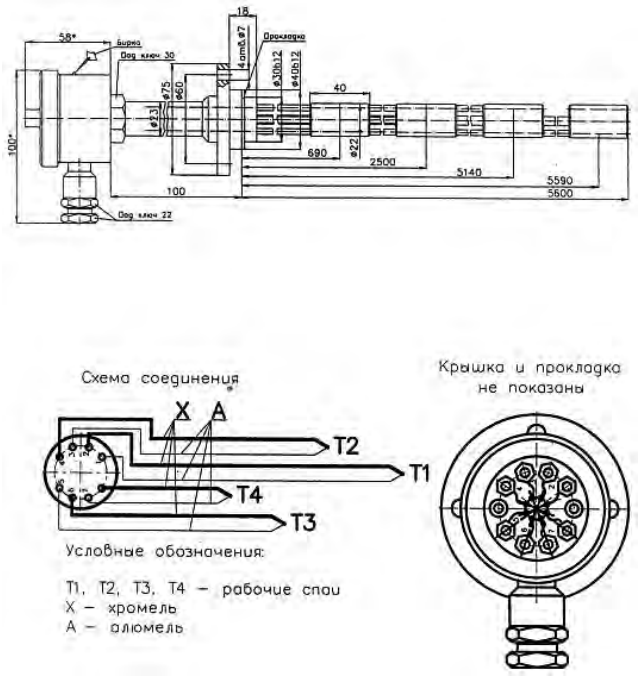


Рисунок 1д. Устройство и схема подключения ВТП ТХА-11 исп.4

Способ крепления ВТП в технологические гильзы в зависимости от исполнения - штуцер с резьбой М20х1,5 или фланец с 4-мя шпильками.

Термопары ВТП с изолированным спаем изготавливаются в зависимости от исполнения из кабеля КТМС (ХА) 2х0,06 ТУ 16.505.757 - 75 или кабеля КТМС(ХА) 2х0,5 ТУ 16.505.757-75.

Материал защитной арматуры ВТП - сталь 12Х18Н10Т или 08Х18Н10Т ГОСТ 5632-72, ГОСТ 5949 - 75, ГОСТ 9941-81.

ВТП должны поставляться с допускаемыми отклонениями термоэлектродвижущей силы (ТЭДС) (Δt) от НСХ по классу 2 ГОСТ Р 8.585-2001:

$\Delta t = \pm 2{,}5$ °С при температуре от минус 0 °С до плюс 333°С;

$\Delta t = \pm 0{,}0075t$ при температуре свыше 333°С до плюс 1000 °С, где t - значение измеряемой температуры, °С

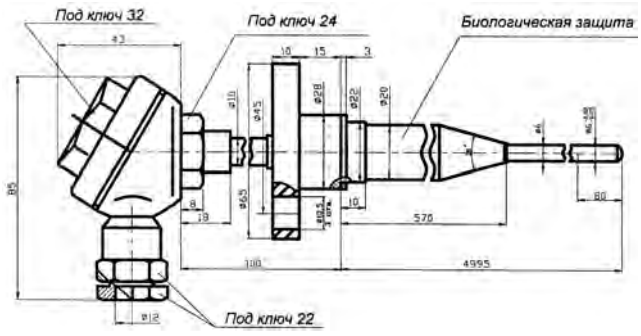


Рисунок 2. Устройство ВТП ТХА-08.000-01

ВТП могут поставляться с индивидуальной статической характеристикой-(ИСХ) преобразования в диапазоне температур до + 600°С с погрешностью, не превышающей ±2 °С

Основные технологические приёмы производства ВТП базируются на традиционных разработках ФГУП «НИИ НПО «ЛУЧ» при выпуске аналогичной продукции для нужд АЭС [4,5]. Применительно к конкретным вариантам исполнения они описаны в [6].

Испытания изделий установочной партии подтвердили соответствие их параметров установленным в ТУ по устойчивости к климатическим воздействиям, герметичности головок, устойчивости ВТП к воздействию синусоидальных вибраций и сейсмическим нагрузкам, по помехоустойчивости (электромагнитной совместимости) и т.п.

Испытания с целью утверждения типа ВТП ТХА-11 (RU.C.32.004A №40559) проведены в ФГУП«НИИ НПО «ЛУЧ» при участии ОАО «ОКБМ Африкантов», ОАО «НИКИЭТ», ФГУП «ВНИИМС» и Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

В ходе разработки рассматривалась также перспектива замены «пучков» термоэлектрических преобразователей диаметром 1,5 и 4 мм для контроля температуры по высоте в нескольких точках многозонным ВТП в едином корпусе на основе термопарного кабеля с диаметром 6 мм, аналогично пятизонному варианту Пр.35000, успешно много лет эксплуатирующемуся в реакторах типа РБМК.

Для непрерывного измерения температуры натрия в реакторе БН-600, в том числе кратковременно в условиях запроектной аварии, тот же коллектив исполнителей реализовал разработку ВТП ТХА-08.000-01, конструктивное исполнение которого проиллюстрировано на рисунке 2.

Его характеристики приведены в описании типа ТХА-08.000-01 (RU.C.32.004A №13321), внесенного в Государственный реестр средств измерения.

В 2011 году две штатные партии новых преобразователей типа ТХА-08.0001-01 и ТХА-11 производства отделения «Атомтерм» ФГУП «НИИ НПО «ЛУЧ» поставлены на площадку Белоярской АЭС.

Литература

1. «Исходные технические требования на разработку высокотемпературных термопреобразователей для энергоблока БН-800 Белоярской АЭС», ФГУП «ОКБМ имени И. И. Африкантова», Нижний Новгород. 2008 г.

2. «Разработка, изготовление и испытания высокотемпературного преобразователя ТХА-11», Техническое задание Ц-2655, ФГУП «НИИ НПО «ЛУЧ», Подольск, 2009 г.

3. «Преобразователь термоэлектрический ТХА-11», Технические условия 6937-002-0862430-2010, ОАО «НИКИЭТ», Москва, 2010 г.

4. В.П.Денискин, В.И.Наливаев, В.Г.Конторщиков и др. Развитие производства ТП и ТС для нужд АЭС и атомной промышленности, Бюлл. «Управление качеством», ЦНИИАтоминформ, М.1997г., №1(14), с. 108

5. В.П.Денискин, В.И.Наливаев, П.А. Зайцев и др. Датчики температуры ФГУП «НИИ НПО «ЛУЧ» - фактор надежности для атомных станций, «Атомкон», №1(6), март 2010 г., с.56.

6. «Комплект документов на ГТП изготовления преобразователей», ВШКЛ 02388.0052, ФГУП «НИИ НПО «ЛУЧ», Подольск, 2010 г.

Секция 1. **Безопасная и эффективная эксплуатация АЭС России**

Повышение надежности электротехнического оборудования, систем контроля и управления. Пожарная безопасность АЭС

Пожарная безопасность

СИСТЕМА ГИБКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ АЭС

Гилетич А.Н., Комков П.М.
ДНД МЧС России, Москва

Пуцев Д.И., Томилин А.В.
ФГБУ ВНИИПО МЧС России, Балашиха

В нормативных документах по пожарной безопасности атомных станций: НПБ 113-2003 «Пожарная безопасность атомных станций. Общие требования», НПБ 114-2002 «Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования», и принятом позднее СП 13.13130.2009 «Атомные станции. Требования пожарной безопасности» сформулирован ряд общих требований обеспечения ядерной и радиационной безопасности при пожаре, которые для внутренних и внешних аварийных событий сформулированы в ПНАЭГ-01-011-97 (ОПБ-88/97).

Поскольку для обеспечения пожарной безопасности АЭС, как и других объектов, используется комплекс мероприятий по предупреждению пожара и противопожарной защите (включая организационно-технические мероприятия) непосредственная связь таких мероприятий с уровнем ядерной и радиационной безопасности не определена. Более того, оценка влияния пожара на безопасность ядерных энергетических объектов является не тривиальной задачей, для решения которой необходимо использовать:

- специализированные критерии безопасности;
- широкий класс аналитических методов прогнозирования развития пожара, распространения опасных факторов пожара, их воздействия на оперативный персонал, различные типы оборудования и конструкций.

Следует отметить, что общепринятая цепочка последовательности анализа влияния пожара на ядерную и радиационную безопасность:

1. моделирование динамики пожара;
2. оценка воздействия пожара на конструкции и оборудование атомной станции;
3. определение возможности выполнения функций безопасности, даже на первой ее стадии, не поддается полному определению в рамках жесткого нормирования противопожарной защиты. Пожар, как достаточно сложное физико-химическое явление, не может быть описан простыми математическими моделями, легко реализуемыми при анализе безопасности для проектируемого или действующего объекта.

Часто используемая «Стандартная» температурно-временная зависимость развития пожара, Рис. 1, была получена Инбергом [1] в 1928 г. на основе экспериментальных исследований по развитию пожара в здании при горении пожарной нагрузки, характерной для жилых помещений и состоящей из древесины или других целлюлозных материалов. Эксперименты были выполнены при пожарной нагрузке 40-50 кг/м^2, продолжительности пожара около 1 ч., осуществлении воздухообмена в процессе пожара через оконные проемы. В последующем в ряде случаев полученная зависимость применялась для оценки параметров развития пожара в различных помещениях, при этом приемлемая точность гарантировалась для условий, приближенных к указанным условиям проведения исследований. Для использования количественных оценок, в том числе требований к пределу огнестойкости конструкций, Рис. 2, на основе «стандартной» зависимости необходимо чтобы:

- оценивались параметры пожара только его на развитой стадии (after common flash в Британской терминологии);

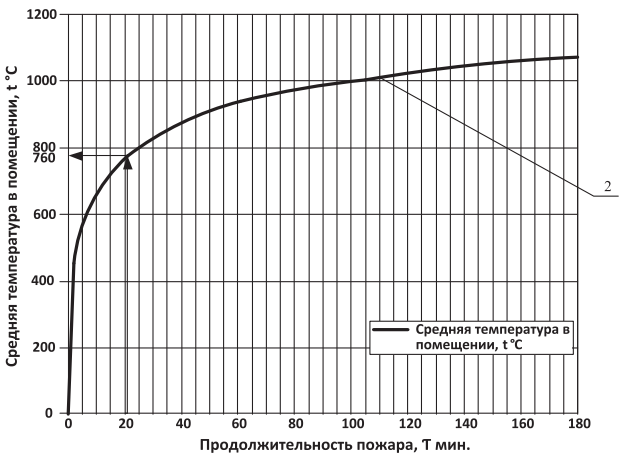


Рис. 1. Зависимость средней температуры в помещении от продолжительности пожара.

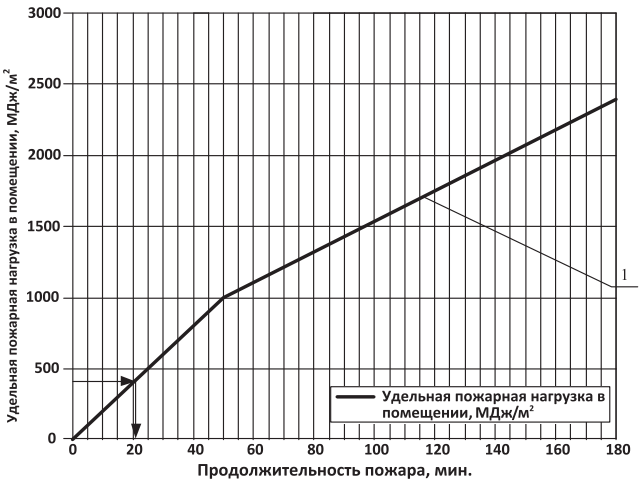


Рис. 2. Зависимость продолжительности пожара от величины удельной пожарной нагрузки, находящейся в помещении.

- по скорости выгорания, интенсивности тепло- и массовыделения, скорости распространения пламени нагрузка была приближена к древесине;
- уровень пожарной нагрузки составлял ~ 10 – 100 кг/м^2;
- осуществление тепло- и массообмена с окружающей средой через оконные проемы.

Большинство из этих условий, очевидно, не выполняются для характерных помещений АЭС. Режим реального пожара может значительно отличаться от пожара. Например, критическое термическое воздействие пожара пролива турбинного масла в машинном зале, приводящее к потере несущей способности конструкций и обрушению кровли происходит в условиях локального пожара. Выход из строя кабелей, в том числе кабелей систем безопасности РУ, при пожаре в кабельном помещении происходит на его начальной стадии, до момента общей вспышки. Интенсивность термического воздействия пожара смазочного масла или дизельного топлива на строительные конструкции может ~ 2,4 превышать интенсивность воздействия развитого «стандартного» пожара.

В связи с указанными обстоятельствами, универсальная оценка параметров пожара и его воздействия на оборудование и конструкции атомной станции на основе «стандартного» пожара за пределами области определения «стандартной» зависимости, представляется не приемлемой. Тем более, что в ряде случаев такая оценка приводит к значительному дефициту безопасности объекта такого высокого уровня ответственности, как АЭС. При этом в России, как и в других странах, «стандартная» температурная зависимость широко используется при проведении сравнительных испытаний образцов строительных конструкций и оборудования, в том числе в процессе проведения обязательной сертификации.

Методы расчета эквивалентной продолжительность пожара, разработанные ВНИИПО в ходе серии экпериментально-теоретических исследований [5-8] и т.д., определенные в [2], [3], [4], других нормативных и методических документах, учитывают фактический режим, например Рис. 3, протекания пожара в исследуемом помещении и значительно расширяют область возможности получения корректных оценок к требуемому пределу огнестойкости строительных и ограждающих конструкции. В то же время, такие полуэмпирические методы, полученные на основе обобщения ряда

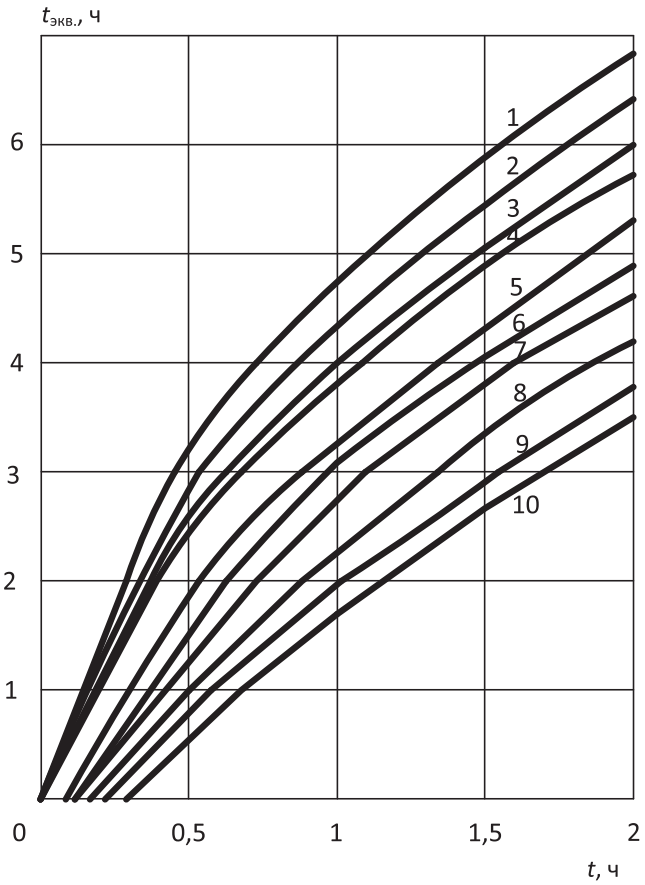


Рис. 3. Зависимость эквивалентной продолжительности пожара для несущих железобетонных стен от времени пожара для пожара, регулируемого вентиляцией для различной степени проемности помещения $П_р$: 1 – $П_р$=0,3; 6 – 0,15; 2 – 0,18; 7 – 0,12; 3 – 0,24; 8 – 0,09; 4 – 0,21; 9 – 0,06; 5 – 0,18; 10 – 0,03.

огневых испытаний, являются ограниченными, как по классу решаемых задач, так и по области применения границами выполненных полномасштабных огневых исследований.

Корректность применения методов расчета динамики пожара и распространения опасных факторов на основе решений уравнений тепломассообмена при пожаре, определяется областью применения значительного количества используемых моделей и допущений (модели описания химических реакций, турбулентного, радиационного переноса массы и энергии), областью применении достаточно сложного математического аппарата и программного обеспечения для его реализации. Данный класс методов моделирования пожара можно отнести к научно-инженерным разработкам и по этой причине он не может быть рекомендован к применению широкому кругу практических специалистов по пожарной безопасности.

Оценка степени воздействия опасных факторов пожара на оборудование АЭС, в том числе на различные типы оборудования систем безопасности, также не является тривиальной задачей. В отсутствии других данных, для оценки работоспособности оборудования и кабелей в условиях повышенной температуры пожара может быть консервативно использована информация о предельной рабочей температуре для изделия. В то же время, экспериментальные данные о воздействии теплового излучения или продуктов горения на электронные изделия, кабели, двигатели, насосы и регули-





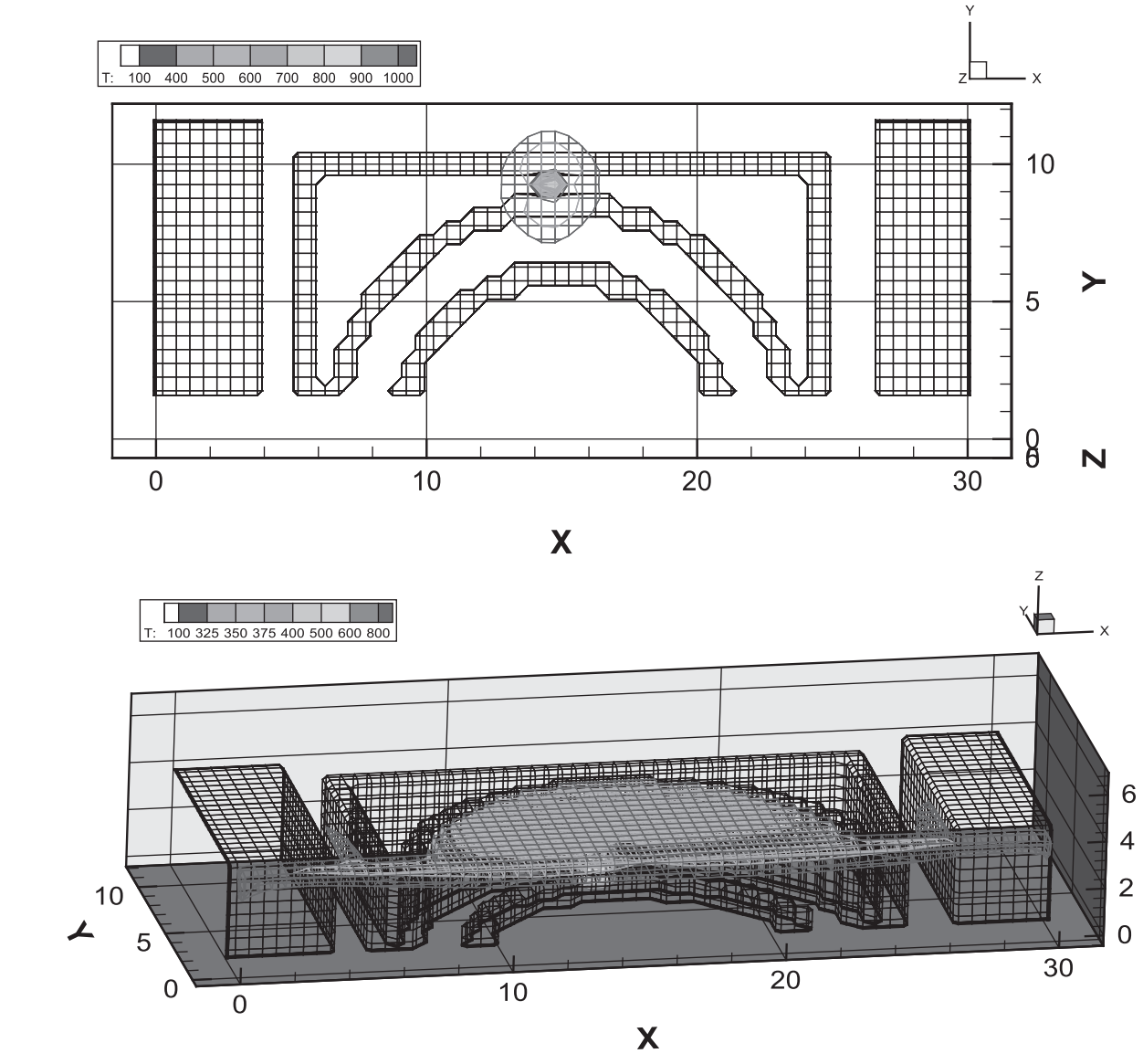


Рис. 4. Результаты расчета распределения температуры при горении шкафа с электронным оборудованием в оперативной части БЩУ Кольской АЭС с использование полевого моделирования.

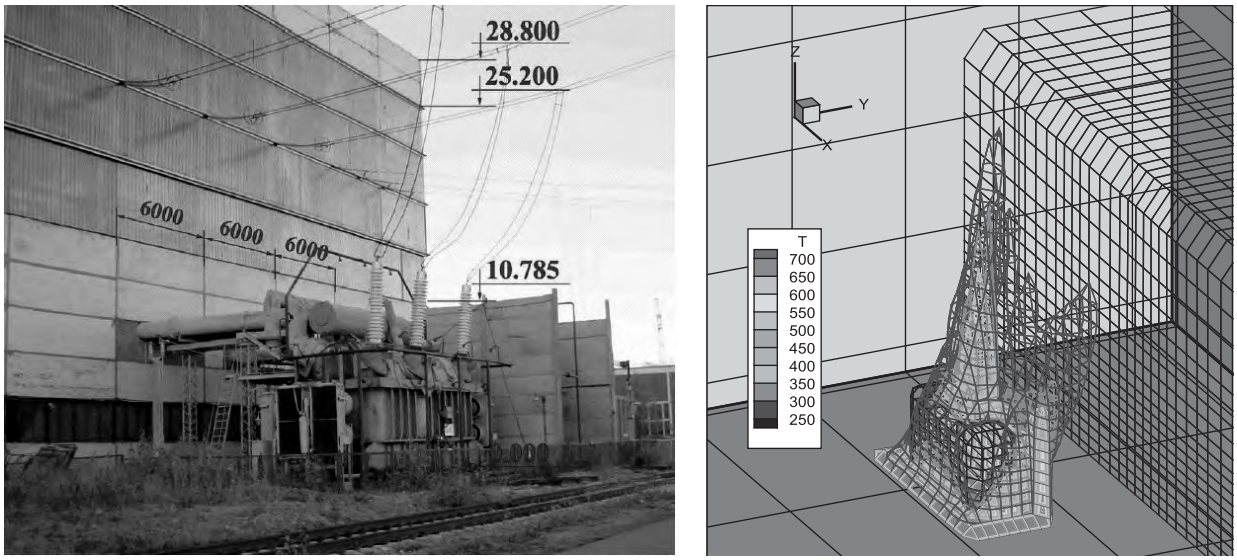


Рис. 5. Результаты расчета распределения температуры в районе машзала с учетом скорости ветра при пожаре на внешнем трансформаторе Кольской АЭС с использование полевого моделирования.

рующую арматуру систем безопасного останова и расхолаживания носят единичный и неполный характер. Такие оценки, в настоящее время, могут быть, также отнесены к научно-техническим разработкам, Рис. 4, Рис. 5.

Таким образом, отсутствие относительно простых, реализуемых на инженерном уровне методов оценки влияния пожара на безопасность атомных станции, обуславливает необходимость рассматривать данные объекты в качестве уникальных и анализировать комплекс технологических и противопожарных мероприятий, включая корректность обосновывающих безопасность материалов на разных стадиях возведения и эксплуатации энергоблоков органами Государственной экспертизы проектов, технического и пожарного надзора. Такая, сложившаяся в России практика, не находит альтернативы при существующем уровне развития науки и техники.

Сочетание подходов технологического анализа безопасного останова и расхолаживания РУ, локализации и контроля радиоактивных выбросов с методами пожарного анализа, выполняемое на основе определения пожарных зон и их классификации по степени влияния на ядерную и радиационную безопасность составляет основу системы гибкого регулирования пожарной безопасности атомных. Такое сочетание позволяет формализовать и однозначно определить критерии обеспечения ядерной и радиационной безопасности АЭС при пожаре, но, в то же время, в связи с использованием значительного количества технологических параметров и факторов пожарной опасности делает систему регулирования неоднозначной, а объектно-ориентированной для конкретных станций и энергоблоков. Положительной стороной применения гибкой системы регулирования и нормирования является значительная степень свободы в выборе противопожарных мероприятий. Конкретные цели противопожарной защиты систем важных для безопасности могут достигаться как активными, например автоматическим пожаротушением, так пассивными средствами защиты.

Классификация пожарных зон с учетом наличия оборудования, способного к выполнению функций безопасности, за пределами рассматриваемой зоны дает возможность оптимизировать мероприятия противопожарной защиты. Такой подход позволяет, наряду с высокими требованиями к защищенности наиболее ответственных зон, таких как щиты управления, гермообъем, кабельные помещения нескольких каналов системы безопасности, применять общепромышленные требования к защите других зон. Гибкое регулирование пожарной безопасности, в случае квалифицированной и правильной его реализации, обеспечивает достижение экономической эффективности системы технологических и противопожарных мероприятий при безусловном обеспечении безопасности.

Список литературы

1. Ingberg S. H. Tests of the Severity of Building Fires. Q. Natl. Fire Prot. Assoc. 22, 43-61 (1928).
2. МДС 21-1.98. Методическое дополнение к СНиП 21-01-97*. Предотвращение распространения пожара.
3. Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования. НПБ 114-2002. Москва, 2003.
4. ГОСТ Р 12.3.047-98. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования.
5. И.С. Молчадский, С.И. Зернов. Определение продолжительности начальной стадии пожара. Пожарная профилактика. Сб. научных трудов, М., ВНИИПО, 1981, с. 26-45.
6. В.И. Еремин. О переходе к общей вспышке в помещении при пожаре. Пожаровзрывобезопасность, 1992, т.1, №3, с.49-51.
7. И.С. Молчадский. Моделирование температурного режима при пожаре для оценки огнестойкости строительных конструкций. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук, М., 1991.
8. С.В. Зотов Эквивалентная продолжительность пожара для железобетонных конструкций в зданиях химических производств. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, М., 1991.

ПОСТРОЕНИЕ ЕДИНОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ АДРЕСНОЙ СИСТЕМЫ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ НА ОБОРУДОВАНИИ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «РУБЕЖ» ПРИ ЗАМЕНЕ РАЗЛИЧНЫХ ПОРОГОВЫХ СИСТЕМ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ НА БЕЛОЯРСКОЙ АЭС

Носов Ю.В., Волокитин А.П.
ОАО «Концерн Росэнергоатом» Белоярская АЭС

Общие положения

Построение проектов пороговой пожарной сигнализации на блоках 1,2,3 Белоярской АЭС выполнялось по нормативным документам 70-80 годов прошлого столетия. Блоки Белоярской АЭС введены в эксплуатацию:

- блок №1 - в 1964 году,
- блок №2 - в 1967 году,
- блок №3 - в 1980 году.

Энергоблоки были первыми промышленными блоками в атомной энергетике. Пожарная сигнализация проектировалась и строилась на принципе пороговых величин: тока, напряжения, или сопротивления в электрической цепи шлейфов пожарной сигнализации.

Используемые системы Белоярской АЭС пороговой пожарной сигнализации на блоках № 1,2,3 Белоярской АЭС

Ввиду ввода объектов в различные промежутки времени на Белоярской АЭС образовались различные системы пожарной сигнализации: 34 вида пожарных извещателей, более 10 видов приемно-контрольных приборов.

Пожарные извещатели были всех типов и видов, выпускаемых нашей и зарубежной промышленностью, а именно:

- тепловые: ИП-104, ИП-105, ИП-101-3;
- дифференциально-тепловые: ДПС-038 с ПНО-017;
- комбинированные: ДИП-1;
- дымовые: ИП-216-34А, РИД-1, ИП-212-2(ДИП-2), ИП-212-5(ДИП-3), ИП-212-45, ИП-212-12, ИП-212-5МЗ(ДИП-3МЗ), ESMI225IEM;
- линейные дымовые: ИПДЛ-1М, МАК;
- световые: ДПИД-ВЗГ, ППСБ, «Пульсар», «Спектрон» и другие;
- приемно-контрольные приборы: ТОЛ; ППС-1; ППС-3; ППК-2;
- «Сигнал» - 20,38,43,44; «Гранит» - 5,8,16 и другие. [4, 5]

Оборудование активной противопожарной защиты поставлялось различными заводами СССР и России. Не смотря на то, что действовали одинаковые ТУ на выпуск однотипной продукции, по факту, были несовпадения. Например, пожарные извещатели ИП-212-5(ДИП-3) Обнинского и Хасавюртского заводов имели различную длину и толщину соединительных штырьков для унифицированной розетки. При замене извещателей, приходилось менять и розетки.

Всё это говорит о том, что на АЭС и в концерне «Росэнергоатом» не было единой концепции и политики в этой области.

После образования службы пожарной безопасности (СПБ ТФ) концерна, началось резкое преобразование стратегии и тактики в области активной пожарной безопасности, особенно по продлению срока службы, замене и модернизации систем активной противопожарной защиты. [1-3]

Принцип построения единой интегрированной системы автоматической адресной пожарной сигнализации

Принцип построения единой системы сигнализации основан на выполнении двух основных функций - информационной и управляющей. [6-8]

К информационной функции относится:

- контроль помещений на предмет возникновения очагов возгорания, путем срабатывания пожарных извещателей при достижении пороговых значений соответствующих опасных факторов пожара.
- сбор и обработка информации от пожарных извещателей;
- сбор и обработка информации от датчиков, характеризующих технологические параметры работы оборудования систем пожаротушения;
- аварийная и технологическая, световая и звуковая сигнализация о возникновении пожара (или неисправности), а также выдача этой информации на щиты управления блоками;
- предоставление информации об обнаружении пожара и работе средств противопожарной защиты;
- предоставление обобщенной информации о готовности систем пожаротушения, о возможности расшифровки неготового к работе оборудования;
- сохранение информации для архива, регистрация нештатных ситуаций, регистрация действий персонала.

К управляющей функции относится:

- оповещение дежурного персонала о пожаре;
- формирование команд на управление установками оповещения и пожаротушения при обнаружении пожара;
- обеспечение приоритетности и блокировки при подаче огнетушащих веществ в нескольких направлениях;
- автоматическое и дистанционное управление установками вентиляции при пожаре;
- частичное приведение противопожарного оборудования в исходное состояние.
- Укрупнено система состоит из следующих элементов:
- верхний уровень - программный комплекс FireSec;
- средний уровень - приемно-контрольные приборы и приборы управления;
- нижний уровень — адресно-аналоговые пожарные извещатели.

Все это является элементами системы контроля и управления противопожарной защитой и составляет около 70% СКУПЗ.

Достоинства и информационность новой системы автоматической адресной пожарной сигнализации

1. Достоинства:

- исключение воздействия радиационных помех, с мощностью дозы свыше 1,7 мЗв/с, на элементы ми-

кропроцессорной техники в пожарных извещателях; [11]
- адресность извещателей, с мгновенным отображением на АРМе текущего состояния и поступившего сигнала;
- обогрев внутренней части извещателя (в сырых помещениях), контроль линий обогрева; защита от конденсата и капающей воды;
- новый прибор «Рубеж- 10АМ», выпущенный для выполнения защитных функций [10];
- использование до 95% кабельных связей от прежних пороговых систем пожарной сигнализации;
- увеличение надежности систем пуска установок пожаротушения за счет исключения многих элементов и приборов промежуточного действия;
- уменьшение времени на ремонтное обслуживание и ТО.

2. Информативность:
- постоянный контроль температуры в необслуживаемых помещениях, с выдачей сигналов при повышении пределов норм эксплуатации;
- о месте и характере сигнала (с отображением на дисплее АРМа необслуживаемого помещения);
- об обнаружении пожара и работе системы пожаротушения (газовой, водяной, пенной);
- о готовности систем пожаротушения (с расшифровкой по готовности оборудования к работе);
- накопление информации в архиве и регистрация нештатных ситуаций;
- сбор всей информации активной ППЗ на одном (двух) рабочих местах оперативного персонала.

Выводы

Адресно-аналоговая система пожарной сигнализации «Рубеж- 10АМ» является системой повышенной надежности, разработанной специально для использования на атомных электростанциях, обеспечивает постоянную диагностику всех элементов, входящих в эту систему и обнаружение пожара на ранней стадии его развития.

Все это существенно снижает уровень пожарного риска для людей, находящихся в помещениях зданий и сооружений Белоярской АЭС.

Список литературы

1. Федеральный закон 12Э-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
2. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. ППБ-01-03, М.,2003.
3. Правила пожарной безопасности при эксплуатации атомных станций. ППБ-АС- 95*,М.,2005.
4. ГОСТ Р 50775-95. Системы тревожной сигнализации. Часть 1. Общие требования. Раздел 1. Общие положения.
5. ГОСТ Р 50776-95. Системы тревожной сигнализации. Часть 1. Общие требования. Раздел 4. Руководство по проектированию, монтажу и техническому обслуживанию.
6. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97. НП- 001-1.011-97.
7. НПБ 113-03. Пожарная безопасность атомных станций. Общие требования.
8. НПБ 114-2002. Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования.
9. НПБ 88-2001. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
10. Техническое описание и инструкции по эксплуатации «Рубеж-10АМ».
11. Аспирационные дымовые пожарные извещатели VESDA. Рекомендации. Часть 1. Общие положения, М.,2003.

ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ ОБЪЕКТОВ ПО ОБРАЩЕНИЮ С РАО И ОЯТ

Дулькин А.Б.
ОАО «Атомэнергопроект» Волгоградский проектный филиал, город Волгоград

Введение

ВПФ ОАО «Атомэнергопроект» специализируется на проектировании объектов по переработке и хранению радиоактивных отходов, а также объектов по обращению с отработавшим ядерным топливом на атомных станциях с реакторами типа РБМК.

До вступления в силу Федерального закона от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» была разработана проектная и рабочая документация на ряд объектов Смоленской АЭС - КП РАО, Пристрой к ХОЯТ и Курской АЭС - КП ЖРО, ХП РАО, Пристрой к ХОЯТ. Проекты успешно прошли государственную экспертизу и были утверждены Заказчиком. Некоторые из данных объектов в настоящее время находятся на стадии ввода в эксплуатацию, другие - в стадии строительства. Причем, решения по противопожарной защите указанных объектов принимались на основании нормативных документов по пожарной безопасности, действовавших до вступления в силу Федерального закона №123-ФЗ, а раздел проекта «Противопожарная защита» разрабатывался на основании требований НПБ 113-03, НПБ 114-2002.

После 1 мая 2009 года ОАО «Концерн Росэнергоатом» неоднократно принимал решения о корректировке разработанной проектной документации на указанные объекты, например, в связи с продлением условий действия лицензии на строительство, получением лицензии на эксплуатацию, для приведения проектной документации к решениям, принятым на стадии рабочей документации, с одновременной переделкой под требования 87-го Постановления Правительства. При этом разрабатывались дополнения к Заданиям на проектирование и дополнения к Техническим заданиям, которые содержали стандартную фразу «Решения по пожарной безопасности выполнить в соответствии с действующими нормативными документами».

Такая формулировка, особенно после выхода Федерального закона от 30 декабря 2009 года №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (далее - №384-ФЗ), требует пересмотра всех технических решений по противопожарной защите объекта в соответствии с новым законодательством, что связано с большими проблемами. Хотя то же законодательство позволяет не применять требования Федеральных законов №123-ФЗ [1] и №384-ФЗ [2] для объектов, строительство которых осуществляется в соответствии с проектной документацией, утвержденной или направленной на государственную экспертизу до вступления в силу таких требований. Тем более, что статья 5 Федерального закона №184-ФЗ «О техническом регулировании» [3] говорит, что в отношении к процессам проектирования и строительства в области использования атомной энергии, наряду с требованиями технических регламентов обязательными являются требования, установленные государственными заказчиками и (или)

государственными контрактами (договорами). Таким образом, государственным заказчиком (ОАО «Концерн Росэнергоатом») при заключении договора (неотъемлемой частью которого является Задание на проектирование с дополнением) возможно определение требований по использованию нормативных документов по пожарной безопасности, действовавших на момент принятия технических решений по противопожарной защите объекта на предыдущей стадии проектирования.

Если необходимость повторного предоставления проектной документации на государственную экспертизу у Заказчика все-таки возникает (примером служит объединение проектов по переработке РАО на Курской АЭС в единый инвестиционный проект КП РАО), то это зачастую выливается в изменение объемно-планировочных решений зданий и сооружений, что для объектов, строительство которых уже началось, приводит к проведению демонтажных работ.

На наш взгляд, можно использовать два разных подхода к требованиям Заказчика по учету требований технических регламентов при корректировках проектов:

- выполнять технические регламенты только в части статей, позволяющих не учитывать требования ФЗ (часть 4 статьи 4 №123-ФЗ и статья 42 №384-ФЗ);
- выполнять все требования ФЗ.

Специальные технические условия или НИР?

Для сохранения конструктива запроектированных зданий и сооружений и уменьшения затрат на переработку инженерных коммуникаций, а также для определения недостающих нормативных требований по пожарной безопасности, нормы предусматривают возможность разработки «Специальных технических условий» (далее - СТУ) для конкретных объектов с учетом готовых объемно-планировочных решений зданий с последующим согласованием этих решений в ДНД МЧС России и Минрегионразвития. Причем, если откорректированный проект проходит Госэкспертизу, то согласование Минрегионразвития требуется, если нет, то не требуется. Оснований для разработки СТУ обычно более чем достаточно. Так, СТУ разрабатываются для объектов, для которых отсутствуют нормы проектирования. Анализ Федеральных законов №123-ФЗ и №384-ФЗ, а также Перечней нормативных документов, составленных Росстандартом для подтверждения соответствия техническим регламентам, позволил найти ряд требований по пожарной безопасности, отсутствующих для объектов по обращению с РАО и ОЯТ, например:

- отсутствие величин удельного расхода интенсивности и продолжительности подачи огнетушащих веществ автоматическими установками пожаротушения (СП 5.13130.2009 не распространяется на объекты по хранению и переработке РАО – письмо ДНД МЧС России от 06.07.2009 №19-9-4238);
- отсутствие значений параметров систем вентиляции и противодымной защиты (в том числе пределов огнестойкости и сопротивления дымогазопроницанию) для помещений зоны контролируемого доступа (СП 7.13130.2009 не распространяется на системы вентиляции при работе с радиоактивными веществами, источниками ионизирующих излучений);
- отсутствие установок для тушения пожаров ядерных материалов, радиоактивных отходов и радиоактивных веществ (класса F);
- отсутствие методик расчета времени эвакуации персонала, времени блокирования путей эвакуации опасными факторами пожара (утвержденные МЧС методики по расчету пожарного риска не распространяются на объекты переработки и хранения радиоактивных веществ и материалов) [4, 5].

Кроме того, для объектов по обращению с РАО и ОЯТ, по-нашему мнению, не могут быть применены некоторые «общепромышленные» требования, которые имеются в нормативных документах «добровольного» применения:

- необходимость применения пособия МДС 21-1.98 для предъявления требований к пределам огнестойкости границ пожарных зон вместо «общепромышленных» требований для зданий и сооружений соответствующей степени огнестойкости;
- методика определения эквивалентной продолжительности пожара в МДС 21-1.98 имеет четкие границы применимости (по объему и высоте помещения, по проемности помещения и отношению количества пожарной нагрузки к общей площади тепловоспринимающей поверхности), описанные в рекомендациях ВНИИПО 1988 года, но не указанные в МДС 21-1.98;
- снижение уровня «общепромышленных» требований к устройству СОУЭ по сравнению с ранее действовавшими специальными нормами и т.д.;
- СНиПы требуют иметь отдельные системы вентиляции для разных пожарных отсеков, различных зданий и сооружений, однако на АЭС воздух с радиоактивными аэрозолями необходимо сбрасывать в единую венттрубу.

За счет разработки СТУ могут решаться проблемы:

- отсутствия отдельных нормативных требований для объектов по обращению с РАО и ОЯТ;
- приведения строящихся объектов к требованиям технических регламентов без значительной переделки конструктива здания и его инженерных систем;
- сокращения или полного исключения вопросов надзорных органов по противопожарной защите комплексов по обращению с РАО и ОЯТ при их вводе в эксплуатацию.

В то же время, СТУ имеет ряд недостатков [6]:

- необходимость их разработки для каждого конкретного объекта защиты;
- проблематичность получения СТУ до начала проектирования из-за длительных сроков разработки и прохождения согласования в министерствах.

Другим способом определения недостающих нормативных требований по пожарной безопасности является проведение НИР и НИОКР, напр., для определения:

- типа и параметров АУПТ, в том числе для помещений категории В1, установок для тушения пожаров ядерных материалов, радиоактивных отходов и радиоактивных веществ (класса F);
- значений параметров систем вентиляции и противодымной защиты для помещений зоны контролируемого доступа;
- времени эвакуации персонала из помещений зоны контролируемого доступа, времени блокирования путей эвакуации опасными факторами пожара;
- частных подходов к определению Перечня помещений и пожарных зон, на которые распространяются требования по обеспечению радиационной и ядерной безопасности при пожаре (общие подходы описаны в СП 13.13130.2009);

- динамики пожара, требуемых пределов огнестойкости границ пожарных зон для условно герметичных помещений ЗКД;
- рекомендуемых для АЭС огнестойких трубопроводных проходок;
- категорий помещений при прокладке кабелей в огнестойких коробах или при разделении трасс безопасными расстояниями (исключение пожарной нагрузки от кабелей при расчете);
- пассивных систем тушения пожара, когда по технологическим причинам невозможно применение АУПТ (автономные установки, полы самотушения или обоснование достаточности ПСП).

Данные проблемы, которые необходимо постоянно решать проектировщикам, неоднократно озвучивались главным специалистом по пожарной безопасности СПбАЭП Лобановой Н.А. на встречах и совещаниях.

Заключение

В настоящее время в России осуществляется программа развития атомной отрасли, широко налажено проектирование и строительство АЭС. Участникам данного процесса необходимо, с одной стороны, сохранить высокую производительность проектирования и строительства с безусловным обеспечением безопасности объектов, а с другой стороны, адекватно минимизировать количество бюджетных средств, потраченных, в том числе, на противопожарные мероприятия. Это возможно осуществить, в первую очередь, с помощью создания единой системы разработки НИР и НИОКР по пожарной безопасности АЭС.

Предложения о темах первоочередных НИР прозвучали выше.

Информацию от проектных организаций о необходимых НИР и НИОКР по пожарной безопасности предлагается сосредотачивать в службах ОАО «Концерн Росэнергоатом». Результаты разработок и исследований по однотипным объектам следует направлять в соответствующий Федеральный орган исполнительной власти для включения в нормативные документы по пожарной безопасности атомных станций.

Предложения о необходимости внесения изменений и дополнений в нормативные документы по пожарной безопасности как «общепромышленные», так и специального назначения (для АЭС) неоднократно направлялись ОАО «Атомэнергопроект» в адрес ФГБУ ВНИИПО МЧС России и ДНД МЧС России.

Анализ переписки с ДНД МЧС России и ФГБУ ВНИИПО МЧС России за 3 года (2009-2011) с запросом разъяснений НД и предложений для включения в НД показал, что доля ответов, представляющих ценность для проектировщиков и однозначно трактующих нормы и правила составляет не более 50%. Остальная половина ответов – это либо отписки в виде готовых формулировок из НД, либо неполные ответы, либо разъяснения, не позволяющие однозначно понять ответ.

Ключевым камнем преткновения на настоящий момент стал ответ ДНД МЧС России на запрос об отсутствии методики расчета пожарного риска для объектов АЭС и невозможности законно обосновать отступления от норм специального проектирования «добровольного» применения – СП 13.13130.2009. Дословный ответ: «Департамент надзорной деятельности МЧС России, рассмотрев Ваше обращение, сообщает, что вся нормативная база для проектирования и строительства АЭС имеется в полном объеме. Учитывая вышеизложенное, проведение для объектов АЭС расчета пожарного риска не требуется» (письмо МЧС России от 12.10.2012 г. №19-2-7-4027). Таким образом, продекларированная система гибкого нормирования дает сбой и не позволяет проектировщику расчетным путем обосновать технические решения, отсутствующие или неподходящие для конкретного объекта.

Например, приложение А СП 13.13130.2009 четко регламентирует применение огнетушащих веществ для разных видов защищаемых объектов, где кабельные помещения надлежит тушить водой. Однако в ряде случаев тушение водой связано с проблемами отвода воды и, как следствие, затоплением помещения (вертикальные кабельные шахты малого сечения). В таких случаях возникает необходимость замены ОТВ с воды на газ, что впоследствии затруднительно отстоять перед Заказчиком и экспертами. На величину пожарного риска вид огнетушащего вещества не оказывает никакого влияния, следовательно, расчет пожарного риска позволяет обосновать подобные замены.

Это всего лишь один из примеров подтверждения необходимости разработки и утверждения методики расчета пожарного риска для объектов АЭС. Методика, по-нашему мнению, должна быть разработана специалистами ФГБУ ВНИИПО МЧС России при тесном взаимодействии с ОАО «Концерн Росэнергоатом» и проектировщиками.

Список литературы

1. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федер. закон от 22.07.2008 №123-ФЗ: принят Гос. думой 04.07.2008: одобр. Советом Федерации 11.07.2008 // Собр. законодательства РФ. – 2008. – №30; Российская газета. – 2008. - №163.
2. Технический регламент о безопасности зданий и сооружений: Федер. закон от 30.12.2009 №384-ФЗ: принят Гос. думой 23.12.2009: одобр. Советом Федерации 25.12.2009 // Российская газета. – 2009. - №255; Строительная газета. – 2010. - №3-5.
3. Закон о техническом регулировании: Федер. закон от 27.12.2002 №184-ФЗ: принят Гос. думой 15.12.2002: одобр. Советом Федерации 18.12.2002 [О внесении изменений в Федеральный закон «О техническом регулировании»: Федер. закон от 27.07.2011 №255-ФЗ] // Собр. законодательства РФ. – 2011. - №30. – Ч.I. – Российская газета. – 2011. - №161.
4. Методика определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и строениях различных классов функциональной пожарной опасности (утверждена приказом МЧС от 30.06.2009 г №382, зарегистрировано в Минюсте от 06.08.2009 г №14486).
5. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (утверждена приказом МЧС от 10.07.2009 г №404, зарегистрировано в Минюсте от 17.08.2009 г №14541).
6. Дулькин А.Б. Первый опыт применения «Технического регламента о требованиях пожарной безопасности» при проектировании объектов использования атомной энергии // Пожарная безопасность в строительстве. – 2010. – Апрель. – С. 14-18.

ОПЕРЕЖАЮЩИЙ ВВОД АВТОМАТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ (АУПС) ЗДАНИЙ РЕАКТОРА (UJA, 1UBR, 2UBR, UJD), МАШИННОГО ЗАЛА (UMA, UBA) БЛОЧНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ (UGA), НССАПТ (USG), ЦЩУ (UAC) С ВЫВОДОМ СИГНАЛОВ ОТ ПОЖАРНЫХ ПРИЕМНО-КОНТРОЛЬНЫХ ПРИБОРОВ (ППКП) НА ВРЕМЕННЫЙ ПОЖАРНЫЙ ПОСТ В ПОМЕЩЕНИЕ РПУ (UBR07 126) БЛОКА №4 БЕЛОЯРСКОЙ АЭС-2

Волокитин А.П., Пугач А.В.
Белоярская АЭС, г.Заречный

Общие положения

При строительстве блока №4 Белоярской АЭС ген. проектировщиком было предусмотрено применение оборудования ОАО ПЗ «Тензор» для реализации системы контроля и управления (СКУ), в том числе и системы контроля и управления противопожарной защиты (СКУ ПЗ).

К моменту завоза натрия на блок №4 БелоярскойАЭС необходимо ввести в работу ряд сооружений и систем вошедших в комплекс приемки натрия (КПН). Для того, чтобы обеспечить функционирование комплекса приемки натрия необходимо подать напряжение на электроустановки 6 кВ энергоблока №4 Белоярской АЭС. Что в свою очередь ведет к необходимости прокладки кабеля в кабельных помещениях.

Опережающий ввод автоматических установок пожарной сигнализации

В условиях отсутствия проектных решений СПбАЭП, во исполнение п.610 правил пожарной безопасности Российской федерации (ППБ 01-03) «Внутренний противопожарный водопровод и автоматические системы пожаротушения, предусмотренные проектом, необходимо монтировать одновременно с возведением объекта. Противопожарный водопровод должен вводиться в действие к началу отделочных работ, а автоматические системы пожаротушения и сигнализации - к моменту пусконаладочных работ (в кабельных сооружениях - до укладки кабелей).» для обеспечения функционирования системы противопожарной защиты в объеме опережающего ввода с целью прокладки кабеля в кабельных помещениях, возникла необходимость принять техническое решение по «опережающему вводу автоматических установок пожарной сигнализации (АУПС) зданий реактора (UJA, 1UBR, 2UBR, UJD), машинного зала (UMA, UBA) блочной насосной станции (UGA), НССАПТ (USG), ЦЩУ (UAC) с выводом сигналов от пожарных приемно-контрольных приборов (ППКП) на временный пожарный пост в помещение РПУ (UBR07 126) блока №4 Белоярской АЭС-2». [1,2]

Технические решения, методы построения систем контроля оборудования, взаимозаменяемость оборудования, аппаратная база комплекса противопожарной защиты, методы рационализации технических решений, методы интеграции систем противопожарной защиты, адаптивные решения

В процессе рождения технического решения были приняты в разработку различные методы построения систем контроля оборудования, основанные на принципе взаимозаменяемости оборудования. В первую очередь учитывалась возможность минимизации затрат времени, минимизации стоимости и адаптивность решения.

Цель технического решения: вывести сигналы пожар от штатных пожарных приемно-контрольных приборов (ППКП) установленных по проекту на временный пункт централизованного наблюдения противопожарной защиты (ПЦН ПЗ), расположенный в помещении РПУ (UBR07 126) блока №4 Белоярской АЭС при условии отсутствия проектных решений по опережающему вводу и отсутствия к моменту опережающего ввода оборудования системы контроля и управления противопожарной защиты (СКУ ПЗ) верхнего уровня.

Был проведен анализ рынка систем и комплексов противопожарной защиты, при этом учитывались возможные методы интеграции систем противопожарной защиты (ППЗ) на базе проектного оборудования производства Приборный Завод «Тензор» г. Дубна, пожарных извещателей «System Sensor» с оборудованием других производителей, таких как:

- ТСБ интегрированные решения (ППКП «АДИС» работает с адресными извещателями «System Sensor» 200 серии)
- НВП «БОЛИД» (Интегрированная система охраны «ОРИОН» позволяет использовать линии интерфейса RS-485 и адресные метки для контроля состояния ППКП)
- Сигма -ИС (сетевой контроллер адресных устройств СКАУ-01)

При анализе аппаратной базы комплекса противопожарной защиты указанных производителей стало очевидно, что адаптивность решения на базе оборудования НВП «БОЛИД» наиболее гибкая и удовлетворяет большинству условий интеграции с проектным оборудованием ПЗ «Тензор» г. Дубна.

Таким образом применение оборудования НВП «БОЛИД» в рамках опережающего ввода автоматических установок пожарной сигнализации (АУПС) зданий реактора (UJA, 1UBR, 2UBR, UJD), машинного зала (UMA, UBA) блочной насосной станции (UGA), НССАПТ (USG), ЦЩУ (UAC) с выводом сигналов от пожарных приемно- контрольных приборов (ППКП) на временный пожарный пост в помещение РПУ (UBR07 126) блока №4 Белоярской АЭС-2 позволяет избежать использования дополнительных кабельных линий. Большая часть кабельных линий будет выполнена в соответствие с основным проектом и позволит полностью интегрировать проектное оборудование с оборудованием НВП «БОЛИД», что в конечном итоге может свидетельствовать о рациональности и необходимости применения данного технического решения.

Вывод

В результате проделанной работы можно сделать вывод, что в рамках опережающего ввода систем противопожарной защиты в условиях отсутствия проектных решений минимальные затраты и максимальная адаптивность достигается только с применением оборудования НВП «БОЛИД», при этом реализация рассматриваемого технического решения возможна в кратчайшие сроки и дешевле проектных решений на базе оборудования ПЗ «Тензор» предлагаемых на других станциях.

Список литературы

1. Федеральный закон 12Э-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
2. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. ППБ-01-03, М.,2003.
3. Правила пожарной безопасности при эксплуатации атомных станций. ППБ-АС- 95*,М.,2005.
4. НПБ 114-2002. Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования.
5. НПБ 88-2001. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.

Секция 1. **Безопасная и эффективная эксплуатация АЭС России**

Обращение с РАО и ОЯТ, вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС

Обращение с РАО. Вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАБОТКИ ПЕРВОГО КОНТУРА ЦИНКОМ РИ ПОДГОТОВКЕ ЭНЕРГОБЛОКОВ РБМК К ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Петров А.А., Европин С.В., Юрманов В.А., Белоус В.Н., Григорович С.М., Хандамиров Ю.Э., Юрманов Е.В.
ОАО «НИКИЭТ», Москва

Введение

В ближайшие годы наступит период реализации одной из важнейших долгосрочных отраслевых задач по подготовке к выводу из эксплуатации (ВЭ) энергоблоков АЭС, исчерпавших свой проектный ресурс с учетом продления срока службы (ПСС). Как показал опыт Чернобыльской и Игналинской АЭС определенную сложность может представлять проведение соответствующих мероприятий на кипящих канальных уран-графитовых реакторах типа РБМК-1000, учитывая их конструктивные особенности.

В настоящее время в России на Ленинградской (ЛАЭС), Курской (КАЭС) и Смоленской АЭС (САЭС) эксплуатируются 11 энергоблоков с реактором типа РБМК-1000. На рисунке 1 приведены периоды работы энергоблоков до окончания проектного срока эксплуатации с учетом ПСС. За 5 лет до окончательного останова реакторной установки должны быть начаты работы по подготовке проекта по выводу энергоблока из эксплуатации.

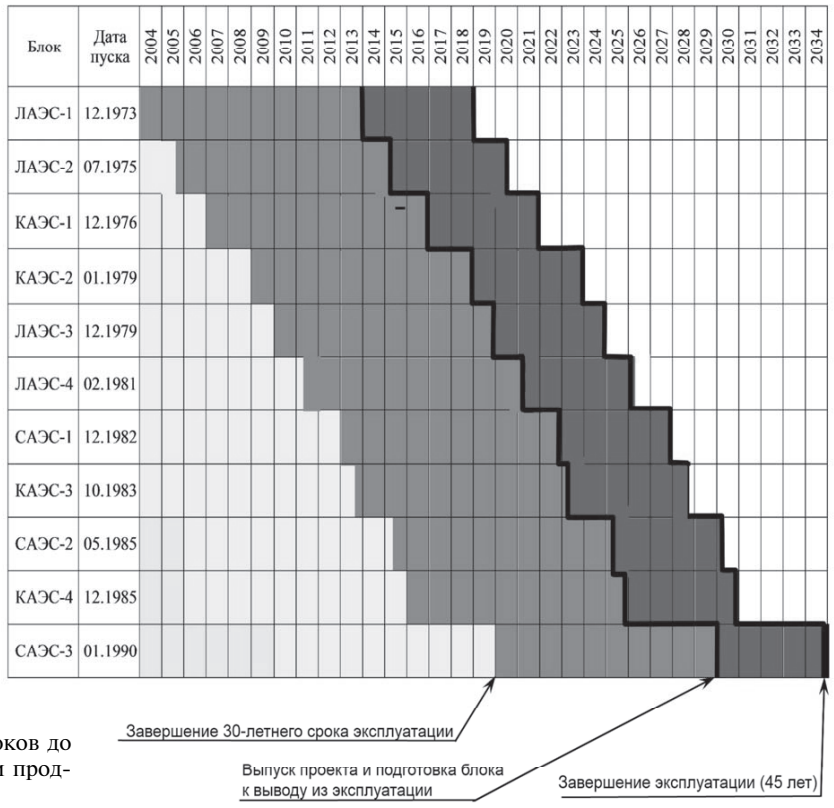


Рис. 1. Сведения о периоде работы энергоблоков до окончания проектного срока службы с учетом продления срока службы

При выводе из эксплуатации предусматривается проведение большого объема работ по демонтажу и утилизации элементов радиоактивных металлоконструкций, оборудования и трубопроводов обусловленные повышенными дозовыми нагрузками на персонал и сложностью процессов по снижению степени загрязненности радиоактивных элементов.

При выводе энергоблоков АЭС из эксплуатации образуется огромное количество жидких радиоактивных отходов (ЖРО), сравнимое с их накоплением за весь период эксплуатации, причем значительный вклад вносит проведение контурных и поузловых химических дезактиваций с использованием высоких концентраций коррозионно-агрессивных реагентов. С целью достижения высокой эффективности проводятся несколько циклов химических дезактивации, каждый из которых состоит из несколько этапов, предусматривающих заполнение контура или отдельного оборудования дезактивирующими растворами. На энергоблоках РБМК дезактивация реакторного контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ) приводит к образованию 5-6 тысяч м3 ЖРО, учитывая объем КМПЦ ~1000 м3 и необходимость проведения водообменов после каждого этапа [1-2].

Как показал инцидент на Игналинской АЭС в октябре 2010 года, проведение дезактивации первого контура РБМК даже после окончательного останова реактора и выгрузки топлива может приводить к значительным проблемам [3], которые потенциально могут быть исключены лишь при отсутствии проведения жестких химических дезактиваций КМПЦ.

Традиционные технологии химической дезактивации применяемые для оборудования и трубопроводов реакторов РБМК, которые могут быть использованы при выводе энергоблока из эксплуатации, приводят к образованию большого количества ЖРО, переработка которых связана со значительными последующими затратами. Большая часть выводимых долгоживущих радионуклидов инкорпорирована оксидной плёнкой на поверхностях реакторного оборудования, выполненного из коррозионно-стойкой стали. При проведении химической дезактивации для растворения и смыва долгоживущих радионуклидов используется многостадийная обработка водными растворами кислот, щелочей и окислителей, отличающимися высокой коррозионной агрессивностью. Переработка, компактирование и захоронение ЖРО требует значительных затрат времени и средств, а также специального дорогостоящего оборудования.

1. Анализ зарубежного опыта применения дозирования цинка в теплоноситель

На основании опыта зарубежных АЭС, предлагается использовать альтернативный способ, позволяющий отказаться от проведения химических дезактиваций с применением отмывочных композиций с высокими концентрациями коррозионно-агрессивных реагентов. В качестве данного метода предлагается на стадии подготовки энергоблока к выводу из эксплуатации заблаговременно проводить обработку поверхностей КМПЦ оксидом цинка, дозируемым в теплоноситель. При работе реактора на мощности во избежание генерации радионуклида 65Zn целесообразно применять цинк, обедненный по изотопу 64Zn.

На подавляющем большинстве кипящих реакторов (BWR) и части реакторов с водой под давлением (PWR) зарубежных АЭС более 25 лет успешно применяется технология дозирования микродобавок цинка в водный теплоноситель как с целью подавления процессов коррозии аустенитных сталей и никелевых сплавов, так и для улучшения радиационной обстановки и снижения дозозатрат. Еще в прошлом веке практически на всех кипящих реакторах США внедрено дозирование цинка в теплоноситель (рисунок 2), а с середины 1990-х г. данная технология интенсивно применяется на реакторах с водой под давлением (рисунок 3).

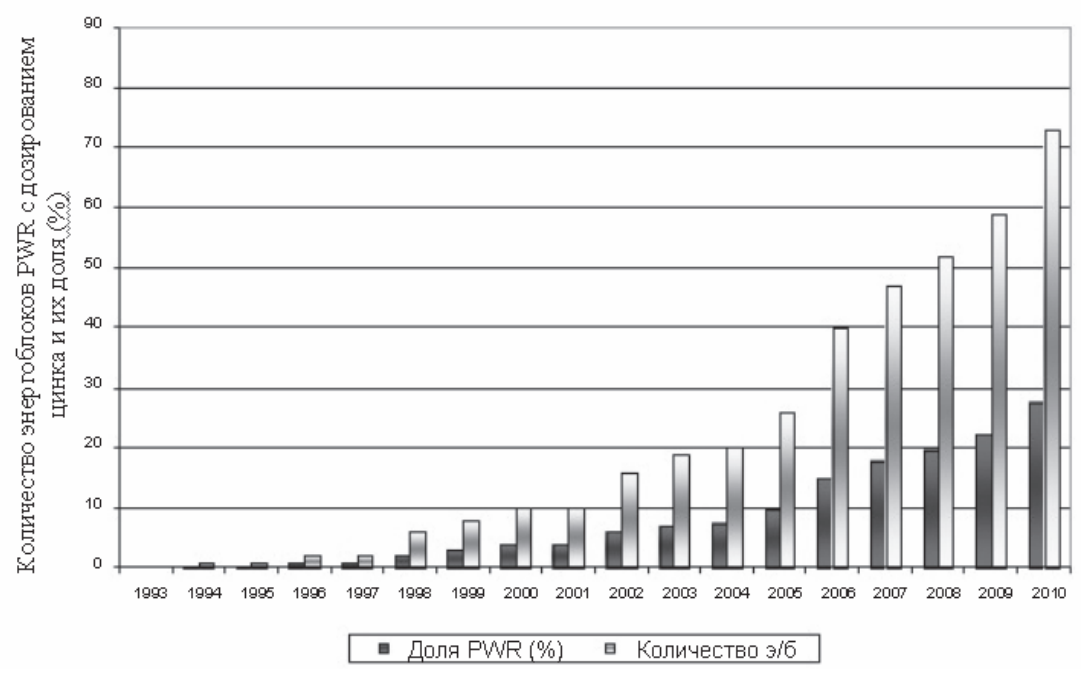


Рис. 2. Динамика внедрения технологии коррекционной обработки теплоносителя кипящих реакторов BWR на АЭС США цинком, водородом и благородными металлами

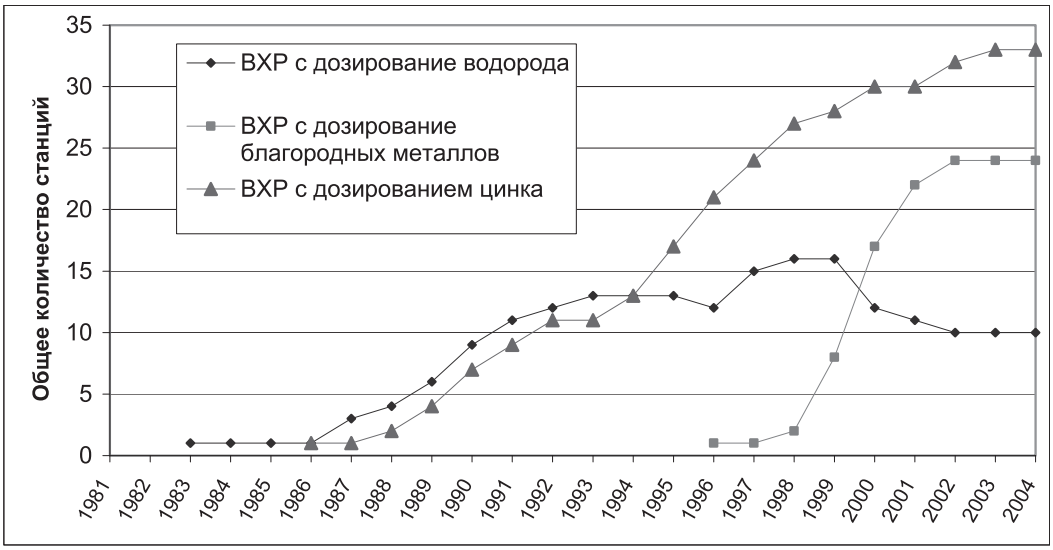


Рис. 3. Динамика внедрения технологии дозирования цинка в теплоноситель реакторов PWR США

Применение технологии дозирования цинка на завершающем этапе работы реактора РБМК перед выводом энергоблока из эксплуатации с использованием опыта зарубежных АЭС не только обеспечит улучшение радиационной обстановки в помещениях, в которых расположено оборудование и трубопроводы первого контура, но и может существенно упростить подготовку энергоблока к демонтажу и утилизации за счет сокращения количества циклов дезактиваций или возможности отказа от проведения контурных дезактиваций.

Улучшение радиационной обстановки за счет дозирования цинка в теплоноситель позволит сократить сроки до начала демонтажа, а также снизить дозозатраты персонала в процессе демонтажа и утилизации оборудования и трубопроводов. Отказ от регулярных дезактиваций КМПЦ обеспечит значительное сокращение количества ЖРО.

2. Оценка возможности применения дозирования цинка в теплоноситель российских АЭС

В совместных докладах ОАО «НИКИЭТ», РНЦ «Курчатовский институт», ОАО «ВНИИАЭС» на конференциях, организованных ОАО «Концерн Росэнергоатом» и опубликованных в трудах МНТК-2008 [4] и МНТК-2010 [5], проанализирован более чем 25 летний опыт работы реакторов типа BWR и PWR, а также даны рекомендации по применению дозирования цинка на российских АЭС.

Выполненные НИКИЭТ расчетные оценки показывают, что абсолютный эффект дозирования цинка в КМПЦ РБМК-1000 будет выше по сравнению с реакторами BWR, учитывая разветвленность и значительно большую поверхность аустенитных сталей. Относительное снижение мощности дозы будет составлять от 2 до 5 раз в зависимости от времени дозирования [6].

При внедрении дозирования цинка в теплоноситель уже в начальный период наблюдается вынос в теплоноситель радиоактивных продуктов коррозии (РПК), вымываемых из поверхностных пленок, что сопровождается всплесками активности радионуклидов, в первую очередь, кобальта. При этом большая часть дозируемого цинка интенсивно поглощается оксидной пленкой [7]. Прекращение всплесков и стабилизация активности РПК в теплоносителе на низком уровне соответствует завершению рассматриваемого процесса замещения. Продолжительность данного процесса зависит от количества дозируемого цинка, а также от степени загрязненности поверхностей трубопроводов и оборудования РПК. Согласно результатам исследований цинк замещает кобальт и ряд других шпинелеобразующих металлов в оксидной пленке. Это обуславливается большей термодинамической стабильностью цинксодержащих шпинелей в составе оксидной пленки [8].

В 1990-1996 годах в рамках реализации отраслевой программы «Повышение экологической безопасности АЭС с реакторами РБМК путем организации ВХР с дозированием цинка» рядом организаций (НИКИЭТ, ВНИПИЭТ, Институт атомной энергии) выполнен комплекс работ по отработке технологии дозирования цинка в теплоноситель РБМК-1000 [4]. На энергоблоке № 3 Смоленской АЭС в 1996 году испытан модельный узел дозирования цинка конструкции ВНИПИЭТ без введения цинка непосредственно в КМПЦ. Испытания подтвердили возможность реализации технологии дозирования цинка в теплоноситель РБМК-1000. На основании анализа результатов испытаний разработаны рекомендации [4] по изменению технологии дозирования цинка. В настоящее время ОАО «НИКИЭТ» усовершенствуется технология дозирования цинка в теплоноситель российских АЭС с использованием окиси цинка высокой чистоты отечественного производства.

В рамках Внебюджетной программы Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) по предотвращению межкристаллитного коррозионного растрескивания под напряжением на АЭС с реакторами с РБМК, реализованной в 2000-2002 годах при участии представителей концерна Росэнергоатом, НИКИЭТ, ВНИПИЭТ, ВНИИАЭС, Ростехнадзора и АЭС с РБМК России, Украины и Литвы, а также ведущих специалистов Германии, США, Японии, Швеции разработаны рекомендации по совершенствованию ВХР и дезактиваций КМПЦ для АЭС с РБМК, основанные на анализе опыта зарубежных АЭС [9-11]. В качестве одной из рекомендаций МАГАТЭ по снижению радиационных полей, сокращению количества дезактиваций

и коррозионного растрескивания предложено внедрение дозирования в теплоноситель АЭС с РБМК цинка, обедненного по изотопу ^{64}Zn, производимого в России для зарубежных АЭС с 1990 г.

3. Предложения по применению обработки первого контура цинком при подготовке энергоблоков РБМК к выводу из эксплуатации

Обобщение опыта зарубежных АЭС с кипящими реакторами, использующих дозирование цинка, показывает отсутствие необходимости регулярного проведения контурных химических дезактиваций. Эффект резкого снижения скорости реактивации может быть обусловлен внедрением цинка в оксидную пленку на поверхностях первого контура с формированием термодинамически наиболее устойчивой цинковой шпинели, которая препятствует дальнейшему внедрению радиоактивного кобальта в оксидные пленки [8].

При определении необходимой продолжительности дозирования цинка перед окончательным остановом энергоблока в каждом конкретном случае должна быть проведена оценка радиационного состояния энергоблока, учитывающая накопление количества радиоактивных продуктов коррозии в первом контуре. Вымываемые в поток теплоносителя радиоактивные продукты достаточно эффективно выводятся штатными системами очистки теплоносителя без использования каких либо специальных дополнительных фильтров. Накопление радиоактивных продуктов в сорбентах систем очистки обеспечит в дальнейшем их более рациональную утилизацию за счет уменьшения суммарного объема отходов.

Процессы замещения кобальта цинком в оксидных пленках на поверхностях первого контура могут протекать и при температурах ниже рабочих. В том случае, если энергоблок был ранее остановлен и топливо выгружено из реактора, то для реализации предлагаемой технологии потребуется разогрев и циркуляция воды с добавками цинка в теплоносителе первого контура в течение определенного времени (нагрев до температуры 150ºС может быть обеспечен, например, работой ГЦН).

Для реализации предложения о дозировании цинка целесообразно в рамках программы подготовки энергоблока к выводу из эксплуатации, составляемой за 5 лет до истечения проектного срока службы энергоблока, необходимо выполнить расчетно-экспериментальное обоснование оптимальной технологии. На основании расчетного сравнения различных вариантов выбирается экономически наиболее приемлемый вариант.

В таблице представлены возможные варианты применения как обедненного по изотопу ^{64}Zn цинка, так и природного цинка. Продолжительность работы реактора с дозированием обедненного цинка на завершающем этапе эксплуатации до окончательного останова энергоблока должна быть определена расчетным путем исходя из экономической эффективности внедрения данной технологии, учитывая высокую стоимость обедненного цинка.

Соответствующие расчетные оценки должны быть выполнены в зависимости от степени радиоактивной загрязненности трубопроводов и оборудования для конкретного энергоблока. Это позволит определить минимально необходимый период времени, в течение которого целесообразно дозировать обедненный цинк на действующем энергоблоке до его окончательного останова. Результаты такой оценки могут существенно отличаться для разных энергоблоков.

Целесообразно также провести оценку эффективности дозирования природного цинка после останова реактора и выгрузки топлива. При этом следует оценить количество вводимого цинка и выбрать оптимальную периодичность включения и время работы ГЦН для поддержания температуры в интервале 120-150ºС с целью замещения цинком кобальта из оксидных пленок и выведения радиоактивных продуктов коррозии штатными системами очистки теплоносителя.

Выбор наиболее предпочтительного варианта применения обедненного или природного цинка с оценкой необходимой продолжительности дозирования может быть выполнен на основе сравнительного анализа различных вариантов. По опыту ряда зарубежных энергоблоков АЭС этот период может составлять ~ 2-5 лет.

Варианты дозирования цинка при выводе энергоблока из эксплуатации

Вариант	Дозируемый цинк		Продолжительность в период до останова и выгрузки топлива	Период после окончательного останова и выгрузки топлива
1	Обедненный по изотопу ^{64}Zn		от нескольких месяцев до 5 лет	-
2	Сочетание	Обедненный по изотопу ^{64}Zn	от нескольких месяцев до 2-5 лет	-
		Природный цинк	-	От нескольких недель до года (с периодическими включениями ГЦН)
3	Природный цинк		-	От нескольких недель до года (с периодическими включениями ГЦН)
4	Природный цинк		от нескольких месяцев до 2-3 лет	От нескольких недель до года (с периодическими включениями ГЦН)

Если при эксплуатации целесообразно дозировать обедненный цинк до концентрации ~5-10 мкг/дм^3, то после окончательного останова реактора и выгрузки топлива для сокращения продолжительности обработки можно использовать более высокие концентрации природного цинка, стоимость которого значительно ниже по сравнению с обедненным цинком.

Целесообразно выполнить экспериментальное исследование кинетики процесса замещения цинком кобальта для уточнения температурного диапазона эффективного протекания процесса. Периодичность включения и продолжительность работы ГЦН для разогрева контура до температуры 120÷150°С, а также время для выведения радиоактивных продуктов штатными системами очистки теплоносителя рассчитываются для конкретного энергоблока.

В 1990 году Россия получила заказ от США на поставку большого количества цинка, обедненного по

изотопу ^{64}Zn, и с тех пор количество энергоблоков применяющих данную технологию постоянно растет. Применение дозирования цинка способствовало решению комплекса проблем на зарубежных АЭС с кипящими реакторами. Данная технология способствовала решению проблемы борьбы с коррозионным растрескиванием трубопроводов и оборудования, а также обеспечила снижение дозозатрат и улучшение экологической обстановки. В 1990-х годах на Электрохимическом заводе и ВНИИЭФ организовано промышленное производство обедненного цинка высокого качества. До настоящего времени по коммерческим соображениям производимый в России обедненный цинк экспортировался и успешно применялся на реакторах различного типа (PWR, BWR). С вводом новых мощностей производителями цинка подтверждена возможность поставки необходимого количества обедненного цинка высокого качества для российских АЭС.

На основании оценок, выполненных НИКИЭТ, ВНИИАЭС, ВНИПИЭТ и РНЦ «Курчатовский институт», необходимо 15-25 кг цинка на один энергоблок РБМК в год. Стоимость обедненного цинка составляет 5-10 долларов США за грамм.

Выводы

Предварительные оценки показали целесообразность использования технологии дозирования цинка на завершающем этапе эксплуатации энергоблоков РБМК перед окончательным остановом. Затраты на ее внедрение будут существенно меньше расходов на мероприятия для вывода из эксплуатации при использовании традиционных технологий химических дезактиваций реакторного оборудования и трубопроводов.

Необходимо рассмотреть возможность применения дозирования цинка на заключительной стадии эксплуатации и для других отечественных реакторов.

Список литературы

1. В.А.Юрманов, Ю.П.Корчагин, Е.К.Арефьев. Совершенствование технологий дезактивации технологических контуров и оборудования АЭС. Сборник «АЭС – 2007 год». Концерн «Росэнергоатом». Москва. 2008.

2. Decontamination improvement at older NPPs operating beyond their design lifetime /V.A.Yurmanov et al. Int. conf. on water chemistry of nuclear reactor systems 23-26.10.2006. Jeju, Korea.

3. Аварии на Игналинской АЭС в Литве могла произойти из-за экономии на персонале. Информационное сообщение ИА REGNUM 09.11.2010.

4. В.А. Юрманов, В.Н. Белоус, А.Ф. Чабак, И.В. Пырков, Ю.П. Корчагин. Перспективы дозирования цинка в теплоноситель отечественных атомных станций.// 6 МНТК «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» (МНТК-2008), Москва, 21-23 мая 2008 г.

5. Юрманов В.А., Турбаевский В.В., Филимонов С.В. и др. Технико-экономическая оценка мероприятий по снижению дозозатрат на примере внедрения дозировки цинка. 7 МНТК «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». Москва, 26-27 мая 2010 года. Тезисы докладов. С.105-107.

6. В.Н.Белоус, А.Н.Носков и др. Повышение экологической безопасности реакторов РБМК путем инжекции цинка. Труды конгресса «Защита-92», Москва, 06-11.09.1992. РАН. Т.4. С.106-108.

7. 27 Cycles of Primary Water Chemisrty at Gösgen Nuclear Power Plant / H.W.Rich et al. International Conference on Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems, 23-26.10.2006, Jeju, Korea.

8. C.C.Lin. A Review of Corrosion Product Transport on Fuel Cladding Surfaces / International Conference on Water Chemistry of Nuclear Reactor Systems, 23-26.10.2006, Jeju, Korea.

9. Mitigation of intergranular stress corrosion cracking in RBMK reactors. Final report of the Programme's steering committee, IAEA-EBP- IGSCC, Vienna, September 2002.

10. IAEA Extrabudgetary Programme on Mitigation of Intergranular Stress Corrosion Cracking in RBMKs. Final Report of Working Group 4 on Water Chemistry and Decontamination. IAEA. 2002.

11. The recent improvements of water chemistry, decontamination and corrosion control at russian design plants with boiling reactors / Belous V.N., Vasina V.N., Yurmanov V.A. International conference on water chemistry of nuclear reactor systems. 15–18.09.2008, Berlin, Germany.

УПАКОВКИ И ПРАКТИКА БЕЗОПАСНОГО ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ НИЗКОАКТИВНЫХ РАО

Гелбутовский А.Б., Балушкин Е.В., Гринев И.Е., Трошев А.В., Черемисин П.И.
ЗАО «ЭКОМЕТ-С», Санкт-Петербург

Введение

Транспортировки радиоактивных и ядерных материалов являются неотъемлемой частью функционирования ядерного топливного цикла России. Значительную долю в объеме перевозок радиоактивных материалов занимают перевозки радиоактивных отходов (РАО).

Особую актуальность и значимость проблема безопасного транспортирования РАО приобрела в настоящее время в связи со следующими обстоятельствами:

- большое количество накопленных РАО, размещенных на значительном расстоянии от мест переработки и хранения (захоронения);
- отсутствие или недостаточное наличие на действующих предприятиях и объектах технологических систем и установок для переработки и кондиционирования РАО, а также сооружений для долговременного хранения кондиционированных РАО;
- наличие (создание новых) специализированных предприятий, занимающимися вопросами переработки, кондиционирования и захоронения РАО;
- принятие федерального закона от 11.07.2011 N 190-ФЗ «Об обращении с радиоактивными отходами», согласно которому радиоактивные отходы подлежат переработке, кондиционированию и обязательному захоронению в пунктах захоронения радиоактивных отходов

В связи с этим возникает необходимость разработки и внедрения в широкую практику универсальных крупнотоннажных контейнеров, позволяющих осуществлять безопасную перевозку больших объемов РАО с объектов, на которых они образуются, на специализированные перерабатывающие предприятия с последующей передачей в пункты захоронения, что в свою очередь, требует значительного увеличения объема перевозок.

1. Типы транспортных контейнеров

1.1. Описание и основные характеристики транспортных контейнеров, используемых ЗАО «ЭКОМЕТ-С»

Контейнер транспортный базовый для низкоактивных отходов КТБН-3000 разработан и используется ЗАО «ЭКОМЕТ-С» с 1999 г. Контейнер сертифицирован в установленном порядке как упаковка типа «А» для перевозки и хранения металлических радиоактивных

отходов, относящихся к материалам с низкой удельной активностью (НУА-I и НУА-II) и объектам с поверхностным радиоактивным загрязнением (ОПРЗ-I и ОПРЗ-II). Грузоподъемность – 3000 кг, объем — 2,0 м^3. (габаритные размеры контейнера: длина - 2050 мм; ширина – 1125 мм; высота – 1170 мм, масса (нетто) — 3000 кг). Полная информация о контейнере КТБН-3000 приведена в докладе [1]. Данный контейнер используется при необходимости перевозки незначительных по объему партий отходов или при отсутствии технических возможностей для работы с крупнотоннажными контейнерами (подъездные пути, грузоподъемные механизмы и др.).

На контейнер КТБН-3000 ЗАО «ЭКОМЕТ-С» выдан сертификат-разрешение Федерального Агентства по атомной энергии RUS/6165/A-96T (Rev.1). Срок действия сертификата-разрешения - по 05.10.2012 г. Внешний вид контейнера КТБН-3000 представлен на рис.1.

Универсальный крупнотоннажный транспортный контейнер УКТН-24000 разработан в 2005 г. ЗАО «ЭКОМЕТ-С» и ОАО СПИИ «ВНИПИЭТ» на базе универсального контейнера типоразмера ICC 20 и представляет собой его модернизированный вариант [2,3]. Основные технические характеристики контейнера УКТН-24000 приведены в табл. 1.

Таблица 1. Основные технические характеристики контейнера УКТН-24000

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение по ТУ
1.	Максимальная масса брутто	кг	24000
2.	Масса порожнего контейнера	кг	2550
3.	Внутренние размеры: -длина -ширина -высота	 мм мм мм	 5895 2270 2381
4.	Наружные размеры -длина -ширина -высота	 мм мм мм	 6058 2438 2591
5.	Размеры дверного проема -ширина -высота	 мм мм	 2336 2293
6.	Вместимость	м^3	32,2

Контейнер УКТН-24000 соответствует требованиям, предъявляемым к промышленным упаковкам типа 2 (ПУ-2). Контейнер предназначен для хранения и перевозки автомобильным, железнодорожным и морским видами транспорта низкоактивных ТРО, соответствующих требованиям, предъявляемым к материалам с низкой удельной активностью II группы (НУА- II) и объектам с поверхностным загрязнением II группы (ОПРЗ-II).

Контейнер изготавливается в соответствии с конструкторской документацией КГ 255-00.00.000 и соответствует техническим условиям ТУ 3177-001-55224399-2005. Срок эксплуатации контейнера 10 лет.

Материалы и технология изготовления контейнера соответствует требованиям Российского Морского Регистра. Контейнер УКТН-24000 имеет сертификат Российского морского регистра судоходства как специализированный контейнер для перевозки низкоактивных отходов класса 7.

На контейнер УКТН-24000 ЗАО «ЭКОМЕТ-С» выдан сертификат-разрешение Федерального Агентства по атомной энергии RUS/6051/I-96T (Rev.9). Срок действия сертификата-разрешения - по 02.03.2017 г. Внешний вид универсального контейнера представлен на рис. 2.

В целях расширение контейнерного парка по видам перевозимых грузов в 2010 г. ЗАО «ЭКОМЕТ-С» провело работы по сертификации специализированного контейнера-цистерны, предназначенного для перевозки жидких радиоактивных отходов. Согласно сертификата-разрешения RUS/6284/I-96T в контейнере-цистерне IMO1 разрешается перевозка 24000 кг жидких радиоактивных отходов (ЖРО), соответствующих требованиям, предъявляемым к материалам с низкой удельной активностью группы II (НУА-II). Характеристики контейнера: вместимость – 24 000 л, длина – 6058 мм, ширина – 2438 мм, высота – 2591 мм, максимальный вес брутто – 36 000 кг, обечайка и днище – из нержавеющей стали. Срок действия сертификата-разрешения - по 01.03.2015 г.

Контейнер-цистерну IMO1 предполагается использовать для оказания услуг по организации перевозок сторонним организациям больших объемов ЖРО для переработки на специализированных предприятиях. Внешний вид контейнера-цистерны IMO1 представлен на рис. 3.



Рис. 1. Внешний вид контейнера КТБН-3000.



Рис. 2. Внешний вид универсального контейнера УКТН-24000



Рис. 3. Внешний вид контейнера-цистерны IMO1.



Рис. 4. Внешний вид контейнера со съемной верхней крышкой ОТ 20/ТА 1.

В целях упрощения операции загрузки, обеспечения возможности загрузки крупногабаритного оборудования без дополнительной фрагментации и увеличения степени заполняемости контейнеров в 2010 г. ЗАО «ЭКОМЕТ-С» сертифицировало и ввело в эксплуатацию контейнер со съемной верхней крышкой, аналогичный по техническим характеристикам контейнеру УКТН-24000. Универсальный контейнер ОТ 20/ТА 1 соответствует требованиям, предъявляемым к промышленным упаковкам типа 2 (ПУ-2). На универсальный контейнер для перевозки и хранения низкоактивных твердых радиоактивных отходов ОТ 20/ТА 1 получен сертификат-разрешение RUS/6291/I-96T. Срок действия сертификата-разрешения - по 28.06.2013 г. Внешний вид контейнера с верхней крышкой ОТ 20/ТА 1 представлен на рис.4.

Для организации перевозок в условиях отсутствии технических возможностей для работы с крупнотоннажными контейнерами (ограничения по габаритам, ограничения по грузоподъемности и др.) в 2012 г. ЗАО «ЭКОМЕТ-С» сертифицировало и ввело в эксплуатацию контейнер со съемной верхней крышкой 1СХ, аналогичный по основным характеристикам контейнеру ОТ 20/ТА 1. Контейнер 1СХ представляет собой уменьшенный по высоте в два раза контейнер ОТ 20/ТА 1. Внутренний объем контейнера — 14 м^3. На универсальный контейнер для перевозки и временного хранения твердых радиоактивных отходов 1СХ получен сертификат-разрешение RUS/6145/B(U)-96T. Срок действия сертификата-разрешения - по 03.02.2017 г.

1.2. Характеристика и радиационный контроль грузов, перевозимых в УКТН-24000

В универсальных крупнотоннажных транспортных контейнерах УКТН-24000 разрешается перевозка и хранение низкоактивных твердых радиоактивных отходов в виде:

- металлических элементов оборудования, трубопроводов и т.п. объектов атомной энергетики, промышленности и морских судов;
- изделий из стекла, керамики, полимеров, резины, строительного мусора, грунта, сорбентов, ионообменных смол, изделий из бумаги, картона, древесины, биологических отходов, помещенных в первичную упаковку (пластикатовые или крафт-мешки);
- соответствующих требованиям, предъявляемым к материалам с низкой удельной активностью II группы (НУА-II) и объектам с поверхностным радиоактивным загрязнением II группы (ОПРЗ-II).

При этом средняя удельная активность радионуклидов в материалах НУА-II не должна превышать значений, приведенных в табл.2, а радиоактивное загрязнение объектов ОПРЗ-II не должно превышать значений, приведенных в табл.3.

Таблица 2. Средняя удельная активность радионуклидов в материалах НУА-II

Радионуклид	Средняя удельная активность при перевозке по категории «III-ЖЕЛТАЯ», Бк/г
Калий - 40	$1{,}7 \cdot 10^3$
Марганец - 54	$3{,}5 \cdot 10^2$
Железо - 59	$2{,}3 \cdot 10^2$
Кобальт - 60	$1.1 \cdot 10^2$
Цинк - 65	$4{,}7 \cdot 10^2$
Стронций 90	$1{,}9 \cdot 10^4$
Ниобий - 94	$1{,}9 \cdot 10^2$
Цирконий - 95	$4{,}1 \cdot 10$
Рутений - 106	$1{,}5 \cdot 10^3$
Цезий - 134	$2 \cdot 10^2$
Цезий - 137	$5{,}6 \cdot 10^2$
Церий - 144	$8{,}4 \cdot 10^3$
Европий - 154	$2{,}2 \cdot 10^2$
Радий - 226	$1{,}7 \cdot 10^2$
Торий - 232	$6{,}8 \cdot 10^7$
Уран - 232	$1{,}8 \cdot 10^2$
Уран - 234	$2{,}5 \cdot 10^4$
Уран – 235*	$5 \cdot 10^{-2}$
Уран - 238	$2{,}6 \cdot 10^4$
Бета- гамма излучающие нуклиды	$1{,}1 \cdot 10^2$
Альфа- излучающие нуклиды	$3{,}7 \cdot 10^2$
Нет данных по типу излучения	$1{,}1 \cdot 10^2$

*Суммарная активность радионуклида уран-235 в УКТН-24000 не должна превышать 1,2 МБк (15 г).

Таблица 3. Допустимые уровни радиоактивного загрязнения объектов ОПРЗ-II

Вид загрязнения	Уровни радиоактивного загрязнения, Бк/см²	
	Для бета-, гамма-излучателей, альфа-излучателей низкой токсичности	Для всех другие альфа-излучателей
Нефиксированное радиоактивное загрязнение на доступной поверхности	400	40
Фиксированное радиоактивное загрязнение на доступной поверхности	$8 \cdot 10^5$	$8 \cdot 10^4$
Нефиксированное радиоактивное загрязнение + фиксированное радиоактивное загрязнение на недоступной поверхности	$8 \cdot 10^5$	$8 \cdot 10^4$

Суммарная активность радионуклидов в материалах НУА-II и ОПРЗ-II, загружаемых в контейнер УКТН-24000, при выполнении указанных требований по удельной активности и поверхностному загрязнению, ограничивается и контролируется по допустимым уровням излучения, значения которых приведены в табл.4.

Таблица 4. Допустимые уровни излучения и радиоактивного загрязнения УКТН-24000

Уровни излучения от контейнера, не находящегося в условиях исключительного пользования	⩽ 2 мЗв/час (200 мбэр/час) на внешней поверхности контейнера
	⩽ 0,033 мЗв/час (3,3 мбэр/час) на расстоянии 1 м от внешней поверхности контейнера
Нефиксированное (снимаемое) радиоактивное загрязнение внешней поверхности контейнера	⩽ 4 Бк/см² для бета- и гамма-излучателей и альфа- излучателей низкой токсичности
	⩽ 0,4 Бк/см² для всех других альфа-излучателей
Уровень излучения от порожнего контейнера	⩽ 0,005 мЗв/час (0,5 мбэр/час) на внешней поверхности контейнера
Радиоактивное загрязнение внутренней поверхности порожнего контейнера	⩽ 400 Бк/см² для бета- и гамма-излучателей и альфа- излучателей низкой токсичности
	⩽ 40 Бк/см² для всех других альфа-излучателей

Радиационный контроль производится перед загрузкой, при загрузке и после загрузки контейнера путем измерения мощности эквивалентной дозы гамма-излучения от контейнера и поверхностной загрязненности. После каждой перевозки низкоактивных ТРО, необходимо контролировать уровень радиоактивного загрязнения наружной и внутренней поверхности контейнера.

1.3. Перевозка грузов в контейнере УКТН-24000

Перевозка контейнера УКТН-24000 с низкоактивными ТРО может осуществляться железнодорожным, автомобильным и морским видами транспорта при соблюдении правил безопасности перевозки опасных грузов класса 7 ГОСТ 19433-88, предусмотренных для каждого вида транспорта, по транспортной категории «III-ЖЕЛТАЯ».

Транспортный индекс (ТИ) должен быть не более 10. Количество контейнеров, размещаемых на транспортном средстве, должно быть таким, чтобы ТИ не превышал 50. При перевозке на морском судне суммарный ТИ не должен превышать 200.

Контейнер УКТН-24000 относится к большим грузовым контейнерам и его перевозка может осуществляться железнодорожным, автомобильным и морским видами транспорта на условиях исключительного использования по транспортной категории «III-ЖЕЛТАЯ на условиях исключительного использования». При выполнении требований к условиям исключительного использования ТИ контейнера с грузом может быть больше 10, а суммарный ТИ контейнеров на транспортном средстве не ограничен.

ТРО могут поставляться на загрузку в контейнеры УКТН-24000 в охранных (первичных) емкостях или без первичных емкостей (фрагменты оборудования) в следующих видах:

- в контейнерах прямоугольной формы объемом 1–4 м³;
- в контейнерах в виде бочек объемом 200 л и более;
- трубы диаметром от 100 до 200 мм и длиной до 5,8 метра, связанные в пучки;
- крупногабаритное оборудование массой до 5 тонн единицы оборудования.

Размещение и крепление грузов должно производиться в соответствии с «Техническими условиями крепления грузов в контейнерах» ЦМ-943. При размещении крупногабаритного оборудования весом 3-5 т возможно размещение 6-4 единиц оборудования, соответственно, с общим весом груза в контейнере не более 20 т. При размещении груза в бочках (размер бочки: Д=624 мм, Н=820 мм, масса ~ 400 кг) общее количество бочек, помещаемых в контейнер, - 34 шт. с общим весом груза до 14 т. При размещение груза, предварительно помещенного в контейнере КТБН-3000, в контейнере УКТН-24000 размещается 5 единиц груза с общим весом до 15 т.

Транспортирование контейнеров осуществляется железнодорожным, автомобильным и морским видами транспорта. Транспортирование по железной дороге осуществляется на специализированных платформах и в полувагонах в соответствии с действующими Правилами перевозок грузов железнодорожным транспортом. Транспортирование контейнеров автомобильным транспортом осуществляется на специально оснащенных автомобилях-контейнеровозах, прицепах-контейнеровозах и полуприцепах-контейнеровозах. Морские перевозки контейнеров осуществляются на специализированных судах-контейнеровозах и на универсальных сухогрузных судах.

2. Опыт эксплуатации транспортных контейнеров

По состоянию на начало 2012 г. контейнерный парк предприятия состоит из 84 контейнеров УКТН-24000 и 81 контейнера КТБН-3000. В состав парка также входят сертифицированные в установленном порядке 4 универсальных контейнера с верхней крышкой (вместимость – 32,2 м3) и 1 контейнер-цистерна для перевозки ЖРО (вместимость — 24000 л). Имеющийся контейнерный парк обеспечивает единовременную загрузку, транспортировку или временное хранение до 1800 т ТРО. Опыт эксплуатации показал, что для временного хранения поступающих отходов или вторичных ТРО постоянно используется ~30 % из общего числа контейнеров УКТН-24000.

Основная масса отходов с объектов перевозится железнодорожным транспортом с использованием контейнеров УКТН-24000. Целесообразность использования контейнеров УКТН-24000 определяется наличием вблизи объектов железнодорожных станций, осуществляющих операции с крупнотоннажными контейнерами, а также подведенной железной дороги к объекту и соответствующих подъемно-транспортных механизмов с грузоподъемностью не менее 30 т. При отсутствии подъездных путей, условий и необходимых грузоподъемных механизмов, а также при необходимости перевозки незначительных по объему партий отходов, используется контейнер КТБН-3000.

ЗАО «ЭКОМЕТ-С» использует контейнеры КТБН-3000 с 1999 г. Контейнеры использовались для доставки опытных партий металлических отходов, загрязненных радиоактивными веществами (МОЗРВ) с ОАО «Чепецкий механический завод» при отработке технологии перед вводом в эксплуатацию в 2002 г. промышленного комплекса по переработке и утилизации МОЗРВ, а также для доставки небольших партий МОЗРВ с предприятий и объектов, расположенных в г.Санкт-Петербург и Ленинградской области.

С использованием данных контейнеров в 2004 г. по контракту между ФГУП «СевРАО» и ЗАО «ЭКОМЕТ-С» была проведена доставка и выполнены опытные работы по переработке и утилизации партии низкоактивных МОЗРВ с технической территории ФГУП «СевРАО» в губе Андреева. Состав МОЗРВ - фрагменты демонтированного технологического оборудования, трубопроводов, арматуры, металлоконструкций, части рельсов и цепей из углеродистой стали со значительным присутствием на поверхности коррозионных отложений. Количество МОЗРВ – 40,6 тонн в 20-ти контейнерах КТБН-3000. В результате проведенных работ помимо выбора оптимальной технологии переработки была отработана транспортно-технологическая схема доставки МОЗРВ с данной территории.

Контейнеры УКТН-24000 ЗАО «ЭКОМЕТ-С» использует с октября 2005 г. Контейнеры применяются, в основном, для транспортирования МОЗРВ на производственные мощности предприятия с атомных станций ОАО «Концерн «Росэнергоатом» и отправки вторичных ТРО на долговременное хранение. С начала эксплуатации с объектов концерна перевезено более 5000 т грузов. Грузы в виде МОЗРВ за исключением крупногабаритного оборудования транспортируются в первичной упаковке (металлические ящики, контейнеры производственного назначения). Вторичные ТРО транспортируются в бочках в соответствии с руководством по эксплуатации на контейнер.

Имеется положительный опыт использования данного контейнера для транспортирования крупногабаритного неразборного оборудования атомных станций. В 2006 г. была осуществлена транспортировка железнодорожным транспортом бывшей в эксплуатации и имеющей высокий уровень радиоактивного загрязнения выемной части ГЦН-310 (вес 21 т) с Кольской АЭС на Нововоронежскую АЭС.

Помимо использования для собственных нужд ЗАО «ЭКОМЕТ-С» передало по договору ФГУП Саратовский зональный специализированный комбинат «Радон» один контейнер УКТН-24000 для последующей эксплуатации с целью перевозки в данном контейнере радиоактивных материалов, поставляемых на спецкомбинат.

Опыт эксплуатации транспортных контейнеров показал, что для организации перевозок в настоящее время оформляются следующих сопроводительные документы: накладная на отпуск материалов, паспорт на каждый контейнер, протокол радиационного обследования. аварийная карточка, справка МВД о принадлежности груза, справка о взрыво-пожаробезопасности груза. Приемка грузов от перевозчика (железной дороги) осуществляется на основании накладной с проверкой целостности груза и его соответствия сопроводительным документам.

Как уже отмечалось, основная масса отходов с объектов перевозится железнодорожным транспортом с использованием контейнеров УКТН-24000. К настоящему времени ЗАО «ЭКОМЕТ-С» отработаны транспортно-технологические схемы доставки низкоактивных ТРО на производственные мощности предприятия из большинства регионов, в которых расположены крупные объекты атомной энергетики и промышленности (Курская АЭС, Смоленская АЭС, Нововоронежская АЭС, ОАО «Чепецкий механический завод» и др.). С начала эксплуатации перевезено более 1000 т ТРО с использованием контейнеров типа КТБН-3000 и более 7,0 тыс. т ТРО с использованием контейнеров УКТН-24000.

Помимо контейнерного парка ЗАО «ЭКОМЕТ-С» имеет собственную транспортную инфраструктуру, включающую в себя два седельных тягача с контейнерными полуприцепами и автокран грузоподъемностью 60 тонн. Контейнерные полуприцепы оборудованы для перевозки опасных грузов 7 класса и имеют свидетельства о допуске к перевозкам опасных грузов. Водительский состав прошел специальное обучение и имеет соответствующий допуск (свидетельство ДОПОГ).

Создание и развитие собственной транспортной инфраструктуры связано с тем, что плечо подвоза с опорной железнодорожной станции, на которую приходят грузы для нашего предприятия, составляет 120 километров. Таким образом, автомобильный транспорт, в первую очередь, используется для доставки на предприятие грузов, пришедших в наш адрес по железной дороге. Кроме того, с помощью автомобильного транспорта производится доставка МОЗРВ с Ленинградской АЭС и других объектов региона. Располагая оборудованным автотранспортом, предприятие выполняет и имеет возможность осуществлять автомобильные перевозки в целях транспортировки ТРО по другим согласованным маршрутам.

Заключение

Имеющийся опыт эксплуатации транспортных контейнеров показал, что перевозка низкоактивных ТРО не представляет радиационной опасности как для персонала, так и для населения. За все время перевозок не было случаев аварии, инцидентов или отклонений от нормальных условий перевозок.

Разработка и внедрение ЗАО «ЭКОМЕТ-С» в практику универсальных большеобъемных крупнотоннажных контейнеров явились качественно новым уровнем в организации перевозок ТРО в Российской Федерации. Учитывая то обстоятельство, что суммарные затраты на транспортирование низкоактивных РАО, включая затраты на транспортирование порожних контейнеров и вторичных ТРО с использованием контейнеров УКТН-24000 составляют не более 3-5 % от стоимости услуг по их переработке, можно говорить, в целом, об экономической целесообразности использования крупнотон-

нажных контейнеров для перевозки РАО с объектов, где они образуются, на специализированные перерабатывающие предприятия. Актуальность использования крупнотоннажных контейнеров возрастает в связи с необходимостью вывода из эксплуатации объектов использования атомной энергии и перемещения больших объемов РАО в пункты окончательной изоляции.

Наличие опыта, автотранспортного и контейнерного парка позволяют ЗАО «ЭКОМЕТ-С» решать большинство транспортно-логистических задач в сфере комплексного обращения с низкоактивными РАО в Российской Федерации.

Список литературы

1. А.М. Агапов и др. Организация транспортирования металлических радиоактивных отходов на перерабатывающие мощности ЗАО «ЭКОМЕТ-С». Труды VI международной конференции «Радиационная безопасность: транспортирование радиоактивных материалов. АТОМТРАНС-2003», г. Санкт-Петербург, 2003 г., с. 58-64.

2. Д.Е. Андреев, А.Б. Гелбутовский, А.В. Трошев, П.И. Черемисин. Универсальный крупнотоннажный транспортный контейнер УКТН-24000 для низкоактивных РАО. Опыт ЗАО «ЭКОМЕТ-С» по перевозке металлических отходов, загрязненных радиоактивными веществами. Труды IX Международной конференции «Безопасность ядерных технологий: обеспечение безопасности при транспортировании радиоактивных материалов и при обращении с радиоактивными отходами: АТОМТРАНС-2006», г. Санкт-Петербург, 2006 г., с. 19-30.

3. А.Б. Гелбутовский, И.Е. Гринев, А.В. Трошев, П.И. Черемисин. Опыт ЗАО «ЭКОМЕТ-С» и перспективные направления деятельности по организации перевозок радиоактивных материалов. Сб. докладов IV Международного ядерного форума, г. Санкт-Петербург, 2009 г., с. 31-36.

Секция 1. **Безопасная и эффективная эксплуатация АЭС России**

Обращение с РАО и ОЯТ, вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС

Обращение с ОЯТ

ОБРАЩЕНИЕ С ОЯТ НА АЭС ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»

Шестаков Ю.М., Филиппова Ю.Ю.
ОАО «ВНИИАЭС», Москва

Беспалов В.Н.
ОАО «Концерн Росэнергоатом», Москва

Введение

В настоящее время на 10 атомных станциях ОАО «Концерн Росэнергоатом» эксплуатируются 33 энергоблока. Энергоблоки № 1 АМБ-100 и № 2 АМБ-200 Белоярской АЭС и энергоблоки № 1 ВВЭР-210 и № 2 ВВЭР-365 Нововоронежской АЭС остановлены для вывода из эксплуатации. Ядерное топливо на остановленных блоках НВАЭС отсутствует, блоки выведены в ядерно-безопасное состояние.

Таблица. АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Станция	Блок	Тип реактора	Мощность (эл.), МВт
Балаковская АЭС	1	ВВЭР-1000	1000
	2	ВВЭР-1000	1000
	3	ВВЭР-1000	1000
	4	ВВЭР-1000	1000
Белоярская АЭС	1	АМБ-100	остановлены для вывода из эксплуатации
	2	АМБ-200	
	3	БН-600	600
Билибинская АЭС	1	ЭГП-6	12
	2	ЭГП-6	12
	3	ЭГП-6	12
	4	ЭГП-6	12
Калининская АЭС	1	ВВЭР-1000	1000
	2	ВВЭР-1000	1000
	3	ВВЭР-1000	1000
	4	ВВЭР-1000	1000
Кольская АЭС	1	ВВЭР-440	440
	2	ВВЭР-440	440
	3	ВВЭР-440	440
	4	ВВЭР-440	440
Курская АЭС	1	РБМК-1000	1000
	2	РБМК-1000	1000
	3	РБМК-1000	1000
	4	РБМК-1000	1000
Ленинградская АЭС	1	РБМК-1000	1000
	2	РБМК-1000	1000
	3	РБМК-1000	1000
	4	РБМК-1000	1000
Нововоронежская АЭС	1	ВВЭР-210	остановлены для вывода из эксплуатации
	2	ВВЭР-365	
	3	ВВЭР-440	417
	4	ВВЭР-440	417
	5	ВВЭР-1000	1000
Ростовская АЭС	1	ВВЭР-1000	1000
	2	ВВЭР-1000	1000
Смоленская АЭС	1	РБМК-1000	1000
	2	РБМК-1000	1000
	3	РБМК-1000	1000

Система обращения с ОЯТ

Принятая на АЭС технология обращения с отработавшим ядерным топливом включает временное хранение в приректорных бассейнах выдержки, длительное хранение в отдельно стоящих хранилищах бассейнового типа, внутристанционную транспортировку и передачу ОЯТ на ФГУП «ГХК» или ФГУП «ПО «Маяк» на переработку или длительное хранение. Система обращения с ОЯТ предназначена для обеспечения контроля герметичности, перегрузки, хранения, внутристанционной транспортировки и вывоза ОТВС с площадки АЭС.

Обращение с ОЯТ на АЭС осуществляется в соответствии с Условиями действия лицензии на эксплуатацию каждого энергоблока и отдельно стоящего хранилища ОЯТ. Обращение с ОЯТ на всех этапах регламентируется нормативными документами:

- Отработавшие тепловыделяющие сборки ядерных энергетических реакторов типа ВВЭР. Общие тре-



Рис. 1. Схема технологии обращения с ОЯТ на АЭС

бования к поставке на заводы регенерации. ОСТ 95 745-2005 ФГУП «ГИ «ВНИПИЭТ»;
- Технические условия. Отработавшее топливо реакторов РБМК. Условия поставки на завод регенерации топлива. ТУ-150-2011;
- Правила безопасности при транспортировании радиоактивных материалов. НП-053-04. ФСЭТАН;
- Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии. НП-061-05. ФСЭТАН;
- Санитарные правила по радиационной безопасности персонала и населения при транспортировании радиоактивных материалов (веществ). СанПиН 2.6.1.1281-03. Минздрав России.

Система хранения ОЯТ

Функциями, выполняемыми системой хранения отработавшего топлива, являются:
- снятие остаточных тепловыделений ОТВС с помощью систем охлаждения и очистки воды БВ и активности ОТВС до допустимых значений для транспортировки и временного хранения;
- обеспечение защиты от ионизирующего излучения;
- обеспечение сохранности топлива, т.е. недопущение проведения операций, приводящих к повреждению твэлов и нарушению целостности ОТВС;
- обеспечение непревышения эффективным коэффициентом размножения нейтронов величины 0,95.

В процессе перегрузки топлива ведется контроль состояния герметичности твэлов. К ОТВС, негерметичность которых зафиксирована системами КГО при перегрузке или после извлечения из реактора, должна применяться особая технология обращения. В соответствии с НП-061-05 для ОТВС, содержащих негерметичные твэлы, должны быть разработаны критерии пенального хранения, технология обращения, подготовки к вывозу и транспортирования на ЗРТ.

Диаграммы на рисунках 2–4 иллюстрируют динамику заполнения бассейнов выдержки и отдельно стоящих хранилищ ОЯТ за последние три года.

На всех блоках АЭС с реакторами ВВЭР, а также на Белоярской и Билибинской АЭС обеспечивается возможность полной выгрузки активной зоны реактора на любой момент времени эксплуатации АЭС.

В качестве максимальной проектной аварии для реактора РБМК рассматривается авария, приводящая к разгерметизации (по типу газовой неплотности оболочек твэл) не более 125 ТВС в аварийной петле. Поэтому проектом для каждого блока с реактором РБМК предусмотрена процедура аварийной выгрузки 125 ТВС из реактора. При любых схемах размещения ОТВС и их сочетаниях в бассейнах хранения ОТВС РБМК на любой момент времени зарезервированы места для размещения в пеналах аварийной выгрузки 125 ТВС.

ОТВС с негерметичными твэлами хранятся в герметичных пеналах за исключением ОТВС Ростовской и Нововоронежской АЭС. На НВАЭС разработан критерий пенального хранения – радиационный критерий, установленный и обоснованный в отчете РНЦ «Курчатовский институт» [1]. Кроме того, на АЭС разработаны и выполняются мероприятия, обеспечивающие безопасность хранения в бассейнах выдержки 3 и 4 блоков Нововоронежской АЭС негерметичных ОТВС, достигших критериев установки в пеналы [2].

ОЯТ АМБ выгружено из реакторов и хранится в прireакторных бассейнах выдержки БВ-1, 2 в главном корпусе энергоблоков первой очереди. ОТВС хранятся в 17-местных или 35-местных чехлах и одноместных пеналах ∅73 и ∅133 мм в водной среде. Для повышения безопасности хранения ОЯТ реакторов АМБ 143 кассеты с чехловыми трубами из углеродистой стали К-17у с ОЯТ, находящиеся в БВ 1-ой очереди, установлены в тонкостенные чехлы из нержавеющей стали.

Система транспортирования ОЯТ

Система перегрузки и транспортирования ОЯТ предназначена для обеспечения выгрузки ОТВС из реактора, установки в бассейн выдержки, пеналы, чехлы и транспортные контейнеры, внутристанционного транспортирования, вывоза ОТВС из БВ в станционные, централизованные хранилища ОЯТ и на заводы по переработке топлива.

Основными функциями безопасности оборудования для транспортировки и перегрузки топлива являются:

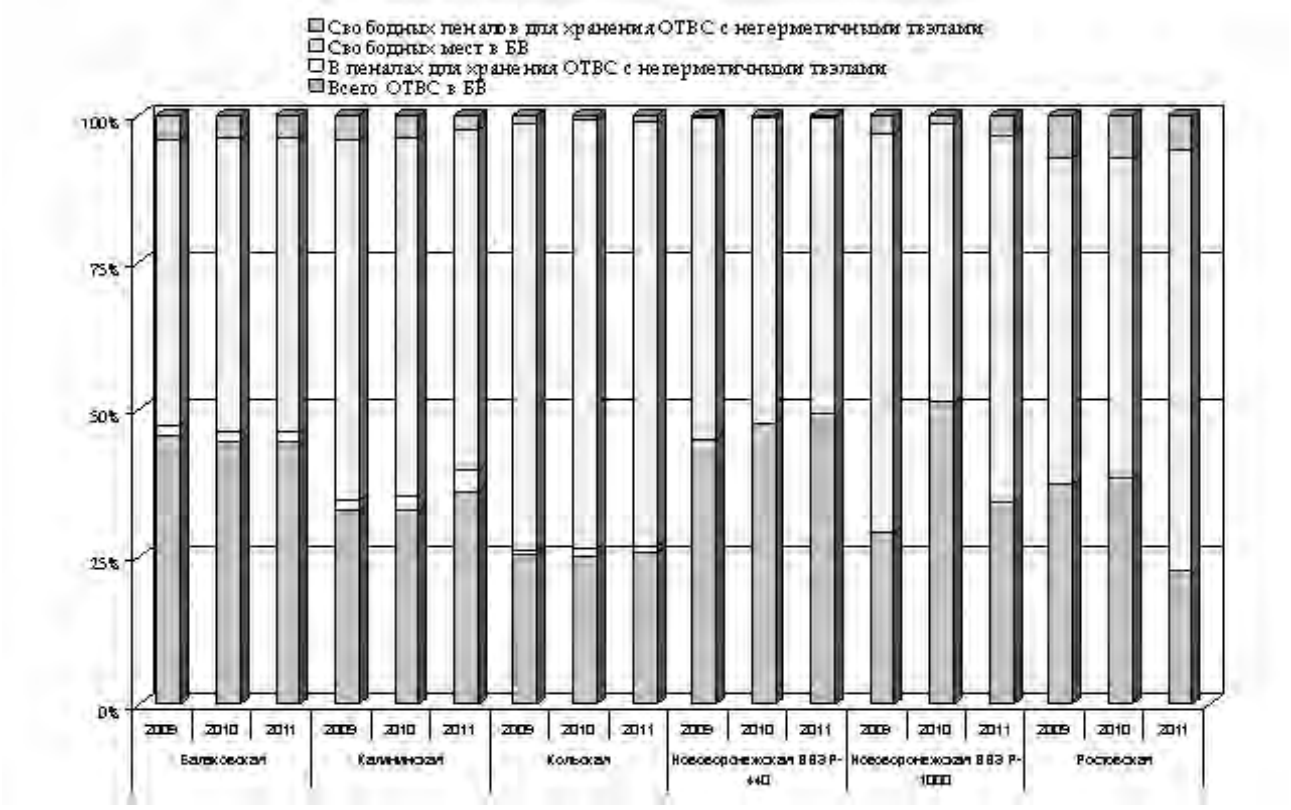


Рис. 2. Заполнение бассейнов выдержки на АЭС с реакторами ВВЭР

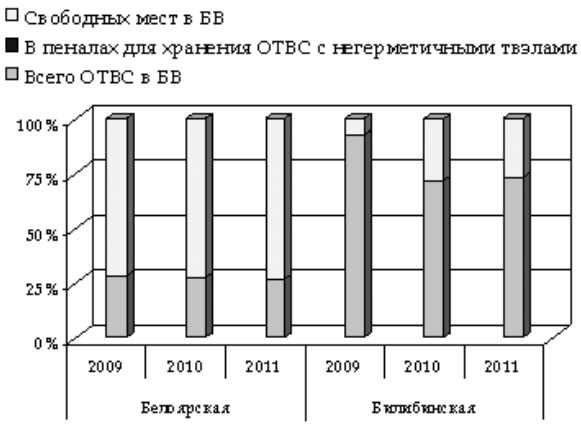


Рис. 3. Заполнение бассейнов выдержки на АЭС с реакторами БН-600 и ЭГП-6

- обеспечение непревышения эффективным коэффициентом размножения нейтронов величины 0,95;
- обеспечение радиационной безопасности;
- обеспечение теплоотвода от ОТВС при их транспортировании;
- обеспечение защиты ОТВС от механических повреждений при их транспортировании;
- обеспечение коррозионной и радиационной стойкости применяемых материалов.

На рисунке 5 представлена информация по количеству ОТВС в бассейнах выдержки на конец 2011 года, количество выгруженных и отправленных ОТВС с площадок АЭС за 2011 год.

Для ОЯТ реакторов БН-600 и ВВЭР-440 реализован замкнутый топливный цикл, ОЯТ реакторов этого типа транспортируется на ФГУП «ПО «Маяк» для последующей переработки.

ОЯТ реакторов ВВЭР-1000 вывозится на хранение в централизованное хранилище водного типа ХОТ-1 на ФГУП «ГХК» или в промежуточное хранилище ОЯТ, расположенное на территории АЭС (ОСХОТ Нововоронежской АЭС).

ОЯТ РБМК-1000 хранится на АЭС в водной среде в приректорных бассейнах и отдельно стоящих ХОЯТ. Для подготовки ОЯТ РБМК к сухому контейнерному хранению на АЭС создаются комплексы контейнерного хранения ОЯТ, состоящие из отделения разделки ОТВС, отделения подготовки контейнеров к хранению, отделения хранения контейнеров с ОЯТ и отделение приема и оправки контейнеров. В 2011 году ОАО «Концерн Росэнергоатом» реализован пилотный проект по вывозу некондиционных ОТВС с Ленинградской АЭС на ФГУП «ПО «Маяк», ведутся работы по подготовке эшелона с ОЯТ Ленинградской АЭС для отправки на ФГУП «ГХК».

Отработавшее ядерное топливо реакторов ЭГП-6 хранится в приректорных бассейнах Билибинской АЭС. Ведутся работы по проработке двух альтернативных вариантов дальнейшего обращения с ОЯТ ЭГП-6: транспортировка и переработка на ФГУП «ПО «Маяк» или окончательная изоляция на опытно-промышленном объекте вблизи Билибинской АЭС.

ОЯТ реакторов АМБ хранится в приректорных бассейнах выдержки 1-ой очереди Белоярской АЭС и в хранилище ОЯТ на ФГУП «ПО «Маяк». Окончательной стадией обращения с ОЯТ АМБ является его радиохимическая переработка на ФГУП «ПО «Маяк», для чего на его территории создается комплекс по обращению с ОЯТ АМБ.

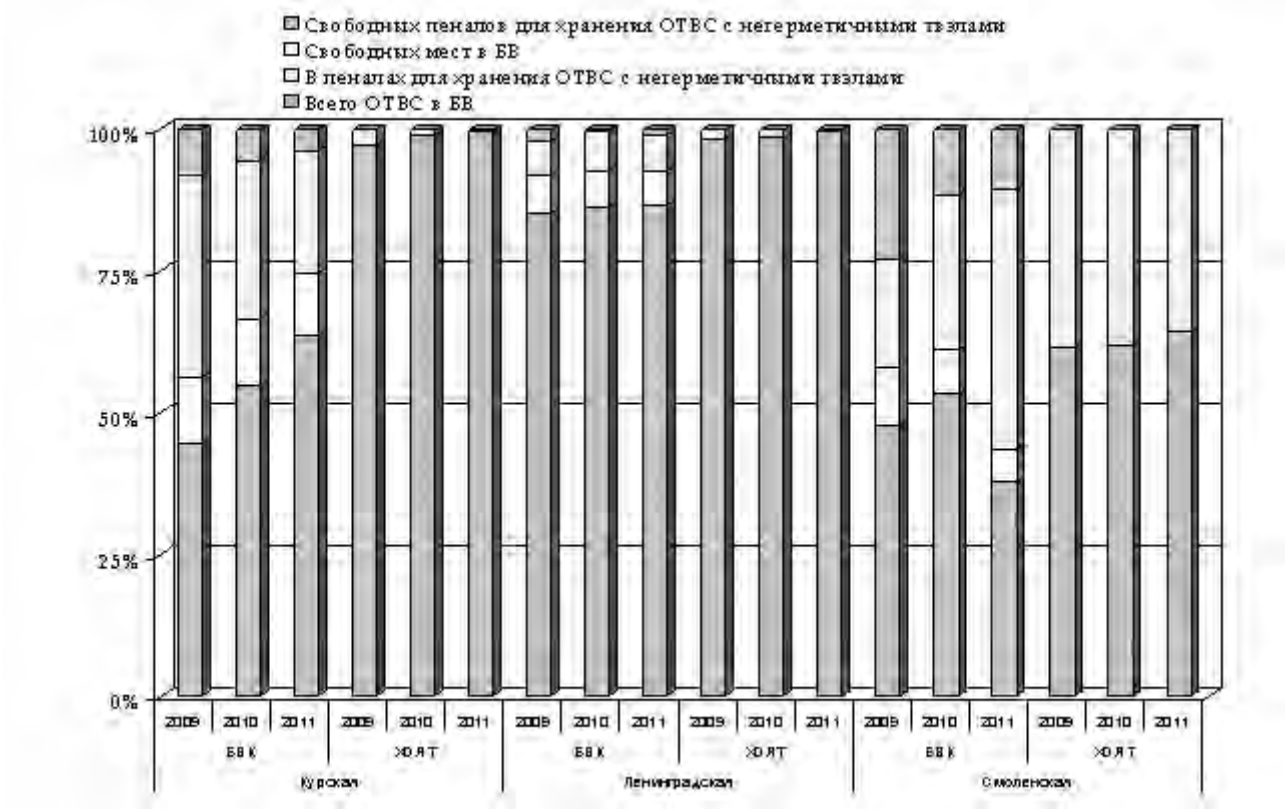


Рис. 4. Заполнение бассейнов выдержки на АЭС с реакторами РБМК-1000

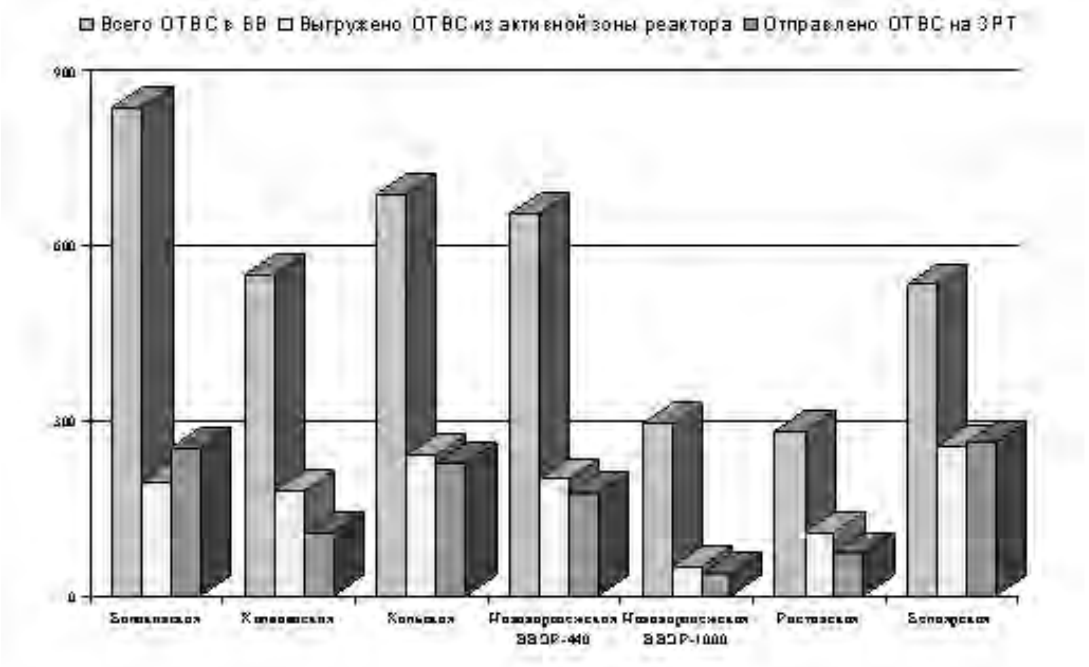


Рис. 5. Результаты перегрузки и отправки ОЯТ в 2011 году

Проблемы при обращении с ОЯТ

Отсутствие в номенклатуре ОСТ 95 745-2005 новых видов топлива повышенного обогащения, новых модификаций ТВС не позволяет отправлять ОТВС такого типа на ЗРТ, что в свою очередь ведет к накоплению ОТВС в бассейнах выдержки. Кроме того, с увеличением топливных циклов и повышением начального обогащения топлива возникает необходимость более длительной выдержки ОТВС в бассейнах для снятия остаточного тепловыделения и снижения активности продуктов деления до допустимых значений.

В свою очередь, заполнение бассейнов выдержки и ХОЯТ может привести к нарушению требования НП-061-05 о необходимости наличия в бассейнах выдержки свободного объема для возможности полной выгрузки активной зоны реактора на любой момент времени эксплуатации АЭС. Критическая ситуация складывается

на блоках с реакторами РБМК, в бассейнах выдержки которых может не хватить места для выгрузки ТВС из активной зоны. С целью улучшения сложившейся ситуации необходимо обеспечение вывоза ОЯТ РБМК на ЗРТ.

Для ОТВС, содержащих негерметичные твэлы, должны быть разработаны критерии пенального хранения, технология обращения, подготовки к ввозу и транспортирования на ЗРТ. Отсутствие технологии транспортирования ОТВС с негерметичными твэлами не позволяет выполнять их отправку на ЗРТ.

Устаревание и износ оборудования поднимают вопрос о необходимости модернизации существующего парка транспортных средств.

В проекте Билибинской АЭС отсутствует технологическая схема отправки ОЯТ с энергоблоков, отсутствует технология и транспортные средства по обеспечению транспортирования ОТВС в пределах площадки (за пределами центрального зала) и вывоза ОТВС. В случае принятия решения о вывозе ОЯТ ЭГП-6 на дальнейшую переработку необходимо будет разработать технологию отправки ОТВС, разработать проект и изготовить оборудование и транспортные средства для обеспечения передачи ОЯТ на ЗРТ.

Мероприятия по обеспечению безопасного обращения с ОЯТ на АЭС

Приоритетными направлениями и первостепенными задачами ОАО «Концерн Росэнергоатом» в части обращения с ОЯТ являются освобождение бассейнов выдержки и обеспечение отправки ОЯТ с площадок АЭС.

В 2011 году ОАО «Концерн Росэнергоатом» закончены работы по следующим наиболее значимым направлениям:

- для всех АЭС проведен анализ безопасности хранилищ ОЯТ с анализом последствий запроектных аварий, а также организационно-технических мер для исключения возникновения исходных событий таких аварий;
- введен в опытную эксплуатацию комплекс разделки ОТВС на Ленинградской АЭС и реализован пилотный проект по вывозу некондиционных ОТВС с Ленинградской АЭС на ФГУП «ПО «Маяк»;
- разработана технология обращения с негерметичными ОТВС РБМК и ВВЭР-440;
- выполнен анализ состояния ОТВС РБМК при длительном водном хранении, отработаны тепловые и эксплуатационные режимы осушения МБК с ОТВС РБМК, разработана и внедрена методика контроля состояния ОТВС в ХОЯТ;
- разработан проект специальных технических условий на поставку ОЯТ АМБ, закончены работы по установке кассет К-17у с ОЯТ АМБ в тонкостенные чехлы из нержавеющей стали;
- оформлен сертификат-разрешение на конструкцию МБК ТУК-109 и на транспортирование ОТВС РБМК;
- выполнены исследования твэлов реактора АМ Первой АЭС с топливной композицией на основе крупки из U-Mo сплава для принятия решения о заключительной стадии обращения с ОЯТ ЭГП;
- разработаны технико-экономические предложения по внедрению технологии контейнерного хранения ОЯТ РБМК на площадках АЭС и ФГУП «ГХК».

В настоящее время продолжаются работы по следующим наиболее важным мероприятиям:

- обеспечение вывоза ОЯТ Ленинградской АЭС, в том числе некондиционных ОТВС;
- строительство комплексов по разделке ОТВС на Курской и Смоленской АЭС;
- обеспечение вывоза ОЯТ АМБ Белоярской АЭС;
- приведение БВ в соответствие требованиям НП-061-05;
- принятие решения о конечной стадии обращения с ОЯТ ЭГП-6;
- вывоз негерметичных и дефектных ОТВС ВВЭР-440 Кольской АЭС в «горячую» камеру Нововоронежской АЭС для перетаривания в транспортный пенал и последующей отправки на завод РТ-1 ФГУП «ПО «Маяк»;
- включение в номенклатуру отраслевого стандарта ОСТ 95 745-2005 ТВС ВВЭР-1000 новых модификаций, нового вида топлива с повышенным обогащением;
- разработка технологии хранения в БВ, подготовки к вывозу, транспортирования негерметичных и дефектных ОТВС реакторов ВВЭР-1000;
- обоснование и изменение сертификатов-разрешений на ТУК, допускающих перевозку ОТВС нового вида с повышенным обогащением, а в перспективе – разработка принципиально новых транспортных упаковочных контейнеров, обеспечивающих выполнение требований современных норм и правил по ЯРБ при перевозках ОЯТ с учетом достигаемых глубин выгорания и уменьшением времени выдержки ОТВС.

В рамках научно-технического сопровождения работ по обеспечению безопасного обращения с отработавшим ядерным топливом Научно-техническим центром 220 ОАО «ВНИИАЭС» в 2011 году был выполнен ряд работ:

- выполнен анализ выполнения мероприятий Рабочей программы по обращению с ОЯТ на АЭС;
- разработаны Дополнения к Рабочей программе по обращению с ОЯТ в соответствии с предписанием Ростехнадзора;
- выпущен отчет о состоянии уровня безопасности при обращении с ОЯТ на АЭС в 2011 году.

Список литературы

1. Обоснование радиационных критериев применения герметичных пеналов для длительного хранения негерметичных ТВС в бассейнах выдержки 3 и 4 блоков НВАЭС, отчет РНЦ «Курчатовский институт», 2005.

2. Мероприятия, обеспечивающие безопасность хранения в бассейнах выдержки 3 и 4 блоков Нововоронежской АЭС негерметичных ОТВС, достигших критериев установки в пеналы.

3. Состояние уровня безопасности при обращении с ОЯТ на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом», отчет ОАО «ВНИИАЭС» 2012.

РАСЧЁТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ВЫГОРАНИЯ, ИЗОТОПНОГО СОСТАВА, ЭНЕРГОВЫДЕЛЕНИЯ И ПОДКРИТИЧНОСТИ ОТРАБОТАВШЕГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВОК МКС 01 ВВЭР, МКС-01 РБМК МКС-01 И УИП-006

Николаев С.А., Сомов И.Е., Чернов В.А., Ибрагимов Р.Л., Волков В.С., Лобов А.Г., Мастеров А.В.

ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск

Типоченков Е.Т., Егорова Г.Е.

ОАО «ВНИИАЭС», Москва

Давиденко Н.Н., Лобков Ю.М., Беспалов В.Н., Бунин В.М.

ОАО «Концерн Росэнергоатом», Москва

Яненко Ю.Е., Катруш С.Ф.

Технологический филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Введение

В докладе приводятся результаты разработки и опытно-промышленной эксплуатации установок измерения глубины выгорания, изотопного состава, энерговыделения ядерного топлива (ЯТ) отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) ВВЭР, РБМК и АМБ. В докладе также представлена информация по испытаниям на Ленинградской АЭС установки контроля подкритичности БВ ХОЯТ АЭС с РБМК.

К настоящему времени для ОАО «Концерн Росэнергоатом» разработана техническая документация, изготовлено оборудование и внедрены установки измерения выгорания ядерного топлива ОТВС реакторов РБМК-1000, ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 для условий бассейнов выдержки. По заказу ОАО «ЦКБМ» разработаны, изготовлены и смонтированы установки измерения выгорания ядерного топлива ОТВС РБМК-1000 в камере комплектации пеналов сухого хранилища ОЯТ (ХОТ-2) в составе завода РТ-2 на ФГУП «ГХК». По заказу ФГУП «ФЦЯРБ» разработаны установки измерения выгорания и количества ядерного топлива и установки контроля ЯМ в ТРО при разделке ОТВС АМБ Белоярской АЭС. В настоящее время по заказу ФГУП «ГХК» ведется разработка установки измерения выгорания высокообогащенного топлива ДАВ-90. Установки сертифицированы и зарегистрированы в Госреестре средств измерений и допущены к применению в Российской Федерации.

Разработаны методики выполнения измерений для вышеназванных установок. Методики аттестованы и внесены в Федеральный реестр методик выполнения измерений и рассмотрены Комиссией по методам и средствам контроля параметров ядерной безопасности, получено положительное заключение.

Используемые в программном обеспечении установок константы были протестированы с использованием результатов разрушающего анализа выгорания и изотопного состава ядерного топлива в ГНЦ НИИАР и ГНЦ РФ-ФЭИ. Разрушающий анализ проводился в соответствии с международным стандартом «ASTM E244-80. Standart Test Method for Atom Percent Fission in Uranium and Plutonium Fuel (Mass-spectrometric Method).

Установки измерения выгорания позволяют по полученному среднему значению выгорания произвести расчет активности, изотопного состава, выхода нейтронов и энерговыделения. Изотопный состав дается для каждого из делящихся радиоизотопов (изотопов урана, нептуния, плутония, кюрия, америция) и каждого из основных дозообразующих радиоизотопов (106Ru, 134Cs, 137Cs, 154Eu).

Некоторые технические характеристики установок:

Диапазон значений выгорания составляет:

- 5–70 МВт сут./кг для установки МКС-01 ВВЭР;
- 5–40 МВт сут./кг для установок МКС-01 РБМК и МКС-02 РБМК;
- 1–45 МВт сут./кг для установки МКС-01 АМБ.
- пределы допускаемой относительной погрешности определения выгорания составляют ± 10%;

Время от момента извлечения ОТВС из реактора до момента измерений выгорания (время выдержки) должно составлять от 2 до 50 лет.

Контролируемые ядерные материалы – уран, плутоний.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения масс изотопов урана и плутония (кроме урана-238) в пеналах с ОЯТ ±15%.

Время измерения выгорания и количества ЯМ в одной ОТВС:

- при градуировке 20–120 мин.;
- при рабочих измерениях 3–10 мин.

Характеристики нейтронного и гамма-излучения, необходимые для определения выгорания, изотопного состава и энерговыдедения, измеряются с помощью входящих в состав установок каналов регистрации нейтронного и гамма-излучения.

Установка измерения включает в себя следующие узлы:

- блоки детектирования нейтронного излучения;
- блоки детектирования гамма-излучения спектрометрические;
- блоки детектирования гамма-излучения дозиметрические;
- модуль электронный в составе:
- блок вторичной аппаратуры;
- блок управления и обработки данных.
- Комплект монтажных частей (механическая часть).
- Вспомогательные устройства ВУ-1 и ВУ-2 для проверки и поверки каналов регистрации нейтронного и гамма-излучения;
- Стенд для ремонта, наладки блока детекторов;
- Комплект ЗИП.

Измерение выгорания осуществляется сканированием по длине ОТВС детекторами установок непрерывно с заданной скоростью или с остановками в фиксированных точках измерений:

- продольное перемещение ОТВС относительно детекторов установки МКС-01 ВВЭР выполняется штатной перегрузочной машиной, осуществляющей сканирование;
- продольное перемещение детекторов установки МКС-01 РБМК относительно ОТВС выполняется с использованием привода установки;
- продольное перемещение пучка твэл с ОТВС относительно детекторов установки МКС-02

РБМК выполняется перегрузочным манипулятором горячей камеры, осуществляющей сканирование;

- продольное перемещение пенала с выемными частями с ОЯТ или фильтрами с ТРО и просыпями ОЯТ относительно детекторов установки МКС-01 АМБ выполняется грузоподъемным механизмом, осуществляющим сканирование.

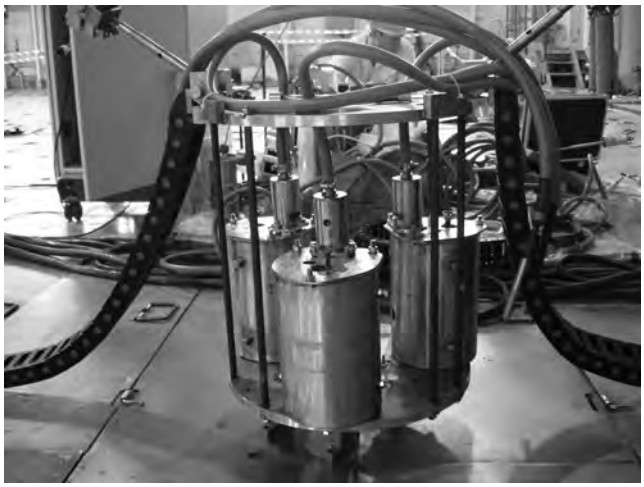
Блоки детекторов установок МКС-01 ВВЭР, МКС-01 РБМК и МКС-02 РБМК представлены на рис. 1.



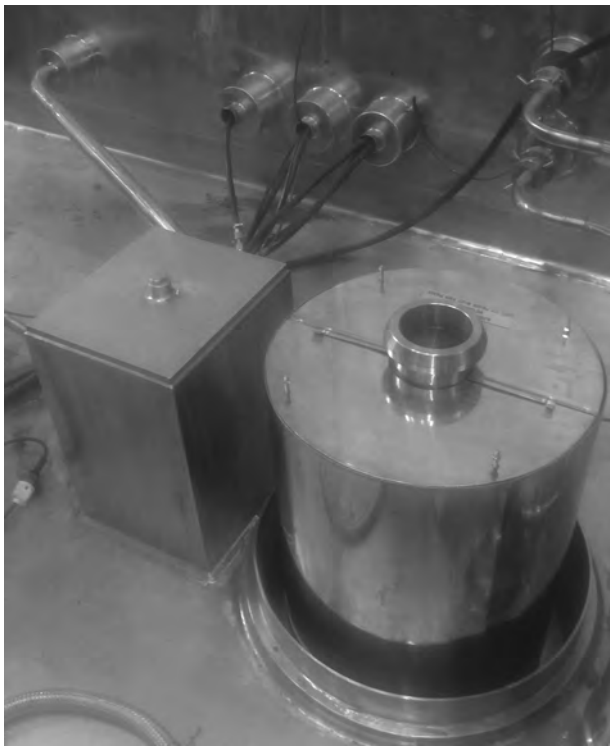
МКС-01 ВВЭР (для ОТВС ВВЭР-440)



МКС-01 ВВЭР (для ОТВС ВВЭР-1000)



МКС-01 РБМК (для условий БВ ХОЯТ)



МКС-02 РБМК (для условий камер комплектации)

Рис. 1. Блоки детекторов установок измерения выгорания МКС-01 ВВЭР, МКС-01 РБМК и МКС-02 РБМК

1. Результаты измерений выгорания ядерного топлива ОТВС РБМК и ВВЭР

Для аттестации установок были проанализированы результаты исследований ОТВС ВВЭР и РБМК, выполненных в горячих камерах ГНЦ НИИАР с использованием гамма-спектрометрического и радиохимического методов, и результаты измерений выгорания ОТВС с использованием установок измерения выгорания МКС-01 РБМК и МКС-01 ВВЭР в условиях бассейнов выдержки ГНЦ НИИАР, Кольской АЭС, Нововоронежской АЭС, Ленинградской АЭС и горячих камер ГНЦ РФ-ФЭИ.

Различия в экспериментальных данных, полученных с помощью установки МКС-01 ВВЭР и экспериментальных данных ГНЦ НИИАР, составляют от 1 до 3%. [1]. Экспериментальные данные ГНЦ НИИАР для исследованных ОТВС ВВЭР-1000 ниже учетных данных АЭС на 5–9%.

В 2008 г. на Кольской АЭС была пущена в эксплуатацию установка МКС-01 ВВЭР, адаптированная под условия прireакторных БВ реакторов ВВЭР-440. Установка предназначается для обоснования ядерной безопасности при заполнении транспортных контейнеров. В ходе эксплуатации установки были выполнены измерения ~ 750-ти ОТВС ВВЭР-440 с глубиной выгорания в диапазоне от 8 до 55 МВт сут/кг.

Расхождение средних значений выгорания, полученных с помощью установки МКС-01 ВВЭР и расчетных данных Кольской АЭС, составляет от 0 до 4%. Значения выгорания, полученных расчетным путем на Кольской АЭС, находятся в доверительном интервале значений, полученных с помощью установки МКС-01 ВВЭР. Оцененная погрешность измерения выгорания составила 7–8%.

Выборочные значения выгорания ОТВС ВВЭР-440, исследованных на Кольской АЭС с помощью установки МКС-01 ВВЭР, представлены в табл. 1.

В 2011 году проведены опытно-промышленные испытания аналогичной установки измерения выгорания МКС-01 ВВЭР в условиях прireакторных бассейнов выдержки Нововоронежской АЭС. Были проведены измерения выгорания 20-ти ОТВС ВВЭР-440. Отклонения экспериментальных данных, полученных с помощью установки МКС-01 ВВЭР, от учетных данных Нововоронежской АЭС составляют от минус 6,1% до + 9,9%.

В ГНЦ НИИАР были исследованы гамма-спектрометрическими методами 4 ОТВС ВВЭР-440. Отклонения экспериментальных данных ГНЦ НИИАР от учетных данных АЭС составили от +1% до минус 4,5% [1].

Значения выгорания ОТВС РБМК, полученные в горячей камере ГНЦ НИИАР, ниже расчетных значений выгорания на 6–14,7% для ОТВС со средними и высокими значениями выгорания. Практически для всех исследованных ОТВС расчетные значения выгорания не входят в доверительный интервал экспериментальных значений.

Значения выгорания ОТВС, полученные экспериментально в бассейне выдержки с помощью установки МКС-01 РБМК, ниже учетных значений на 7–17%, учетные значения не входят в доверительный интервал (с доверительной вероятностью 0,95) экспериментальных значений. Доверительные интервалы экспериментальных значений, полученных в горячей камере и в бассейне выдержки, имеют области пересечения.

В 2009 г. на Ленинградской АЭС была пущена в опытную эксплуатацию установка МКС-01 РБМК, разработанная для условий БВ ХОЯТ. В ходе приемочных испытаний установки были выполнены измерения 57 ОТВС с обогащением 1,8%, 2%, 2,4%, 2,6% по ^{235}U с глубиной выгорания в диапазоне от 12 до 30 МВт×сут/кг (с учетом высотного распределения выгорания). Выборочные значения выгорания ОТВС РБМК-1000, исследованных на Ленинградской АЭС с помощью установки МКС-01 РБМК, представлены в табл. 2. Типичные распределения выгорания по высоте ОТВС РБМК-1000 представлены на рис. 2.

Таблица 1. Выборочные значения выгорания ОТВС ВВЭР-440, исследованных на Кольской АЭС с помощью установки МКС-01 ВВЭР

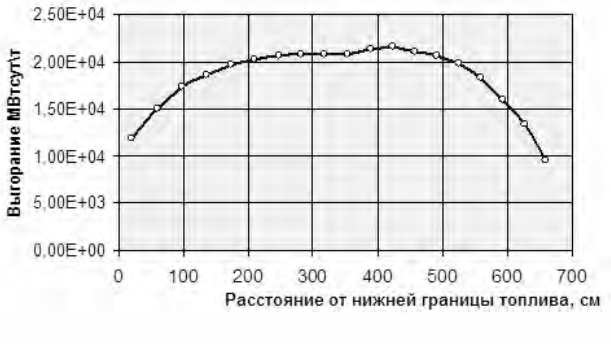
Номер ОТВС	Обогащение, %	Кол-во ТЦ	Продолжит. эксплуатации, эфф. сут.	Среднее выгорание, МВт·сут/кг		
				Учетные значения выгорания	Установка МКС-01 ВВЭР	Отклонение от учетных данных, %
136-56369	3,6	5	1238	42,71	**41,6 ± 2,9**	**-2,7**
Р138-64376	3,82	4	990	42,31	41,0 ± 2,9	-3,1
138-63023	3,82	3	709	31,51	31,5 ± 2,5	0,0
Р138-64383	3,82	2	469	22,04	21,0 ± 1,7	-4,8
138-66648	3,82	1	235	8,38	8,2 ± 0,7	-1,8
142-60154	4,21	4	1277	48,21	47,3 ± 3,3	-2,0
142-60178	4,21	5	931,5	49,67	48,0 ± 3,3	-3,4
344-62593	4,4	5	1552	52,56	52,5 ± 3,7	-0,0
344-60370	**4,4**	**5**	**1546**	**49,83**	**49,3 ± 3,3**	**-3,1**

Таблица 2. Выборочные данные по значениям выгорания ОТВС РБМК-1000, исследованным на Ленинградской АЭС установкой МКС-01 РБМК

Номер ОТВС	Обогащение по U-235, %	Среднее выгорание, МВт·сут/кг			Выгорание верхнего пучка твэл, МВт·сут/кг (МКС-01РБМК)	Выгорание нижнего пучка твэл, МВт·сут/кг (МКС-01РБМК)
		Учетные значения выгорания	Установка МКС-01 РБМК	Отклонение от учетных данных, %		
10-26-76906-01	2,6	25,80	24,6	-4,9	23,8	25,4
1-20-1208-79	2,0	20,01	17,56	-14,0	17,51	17,59
2-20-1878-80	2,0	20,39	18,77	-8,6	18,13	18,29
2-20-1911-80	2,0	20,51	18,20	-12,7	18,22	18,19
2-20-5470-80	2,0	19,94	16,97	-17,5	17,23	16,68
2-20-7869-82	2,0	20,12	17,88	-12,5	18,36	17,46
2-20-8222-79	2,0	19,90	17,86	-11,4	16,12	18,56
26-61319	2,6	29,6	24,9	-19	25,1	24,7
26-69289	2,6	28,5	26,0	-10	25,7	26,2
26-58072	2,6	21,8	18,7	-16	18,6	18,8
2-20-8579-79	2,0	20,04	16,01	-25,1	16,23	15,82
2-20-5094-85	2,0	20,70	16,26	-44,30	14,70	13,98
2-20-5839-82	2,0	20,13	16,64	-21,00	16,68	16,60



ОТВС 1-20-1208-79



ОТВС 2-20-1878-80

Рис. 2. Распределение выгорания по высоте ОТВС РБМК-1000 Ленинградской АЭС, полученные на установке МКС-01 РБМК

Средние значения выгорания, полученные с использованием установки МКС-01 РБМК, ниже значений, рассчитанных с помощью СЦК СКАЛА для исследованных ОТВС на минус 5÷минус 21%. Для 2-х ОТВС различия между расчетными и измеренными данными составили 25,1 и 44,3 % от измеренных данных.

При переводе с мокрого хранения на сухое производится разделка ОТВС на верхний пучок твэл (ПТВ) и нижний пучок твэл (ПТН), при этом СЦК СКАЛА рассчитывает только среднее выгорание для всей ОТВС. При измерениях выгорания на установке МКС-01 РБМК было выявлено, что различие выгорания ПТВ от ПТН достигает 15%.

2. Варианты использования установок выгорания

Для реакторов ВВЭР

Для реакторов ВВЭР приборный контроль глубины выгорания может быть использован для обоснования ядерной безопасности:

- при транспортировании новых видов ОТВС (например, использование приборного контроля глубины выгорания обеспечивает загрузку максимального количества ОТВС ВВЭР-440 в ТУК-6–30 шт.);
- при переходе на уплотнённое хранение ОТВС в прореакторных бассейнах выдержки ОЯТ.

Ядерная безопасность такого хранения обеспечивается при использовании экспериментальных значений выгорания в качестве параметров ядерной безопасности. Анализ возможных аварийных ситуаций показал, что наиболее ядерноопасной аварийной ситуацией при уплотненном хранении ОТВС является отсутствие борной кислоты в воде БВ и уменьшение плотности воды до 0,45 г/см^3.

В случае типичной ОТВС ВВЭР-1000 с начальным обогащением топлива 4,3% значения $K_{эф}$ не превышают допустимое значение 0.95 при значениях глубины выгорания более 40 МВт×сут/кг при уплотненном хранении без борных чехлов с шагом 300х300 мм (рис. 3).

При обосновании ядерной безопасности с использованием неконсервативного подхода, а значений выгорания ОТВС, полученных приборными методами, возможно уплотненное хранение ОТВС ВВЭР-440 с шагом решетки от 165 мм и выше, с учетом возможных аварийных ситуаций. Например, дополнительное количество ОТВС сверх штатного, которое может быть размещено в БВ блоков 1, 2, 3 и 4 Кольской АЭС за счет уплотнения, составляет 155, 156, 159 и 159 штук соответственно при уплотнении с шагом 185; при уплотнении с шагом

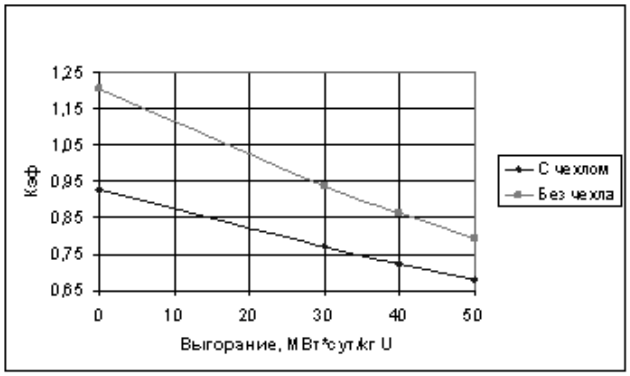


Рис. 3. Зависимость $K_{эф}$ ячейки БВ без борной кислоты для ОТВС ВВЭР-1000 типа 430GO (ЕСД), размещенной с шагом решетки 300 мм, от глубины выгорания и наличия чехла.

165 мм дополнительное количество ОТВС сверх штатного становится еще больше. Это позволит вывозить ОТВС с реакторов ВВЭР-440 один раз в два года.

При переходе ВВЭР-1000 на новый режим эксплуатации ожидается увеличение глубины выгорания ОТВС на 17%. Абсолютное значение глубины выгорание ОТВС будет находиться в диапазоне от 50 до 70 МВт×сут/кг. Увеличение глубины выгорания на 17% повлечет за собой увеличение энерговыделения на 17%, увеличение мощности дозы излучения на поверхности контейнера и вагона на ~17%.

Для ОТВС с начальным обогащением 3.9% по ^{235}U и выше увеличится время выдержки в БВ перед загрузкой в ТУК. Например, время нахождения ОТВС в БВ Балаковской и Волгодонской АЭС увеличивается в 1.94 и 1.92 раза, соответственно.

Значительное увеличение времени выдержки в БВ может привести к переполнению БВ или увеличению затрат по вывозу топлива в связи с уменьшением количества ОТВС в ТУК для обеспечения норм вывоза. В связи с этим компенсирующими мероприятиями может быть обеспечение максимального уплотнения в БВ (см. предыдущий пункт) и значительное снижение времени хранения ОТВС за счет более точного определения величины выгорания с помощью установок МКС-01 ВВЭР (см. раздел 1).

Для реакторов РБМК-1000

В заполненных прореакторных БВ и БВ ХОЯТ в процессе проведения работ по уплотнению ОТВС целесообразно проводить измерение выгорания для подтверждения результатов расчетов, используемых для

обоснования ядерной безопасности. Особенно это необходимо при поступлении из реакторов ОТВС с обогащением 3% по ^{235}U.

При переводе ОТВС РБМК с мокрого хранения на сухое высотное распределение выгорания пучков твэл ОТВС может быть паспортной характеристикой, т.к. оно не меняется во времени. Особенно важен тот факт (см. раздел 1), что выгорание верхнего пучка твэл отличается от нижнего пучка твэл до 15%.

Для всех типов реакторов

Установки измерения выгорания позволяют по полученному среднему значению выгорания произвести расчет активности, изотопного состава, выхода нейтронов и энерговыделения. Изотопный состав дается для каждого из делящихся радиоизотопов (изотопов урана, нептуния, плутония, кюрия, америция) и каждого из основных дозообразующих радиоизотопов (106Ru, 134Cs, 137Cs, 154Eu). Как видно из раздела 2 настоящего доклада, экспериментальное определение выгорания, в частности для РБМК-1000, дает в среднем большее количество ^{235}U в накопившихся ОТВС. Этот показатель важен при отправке ОТВС РБМК-1000 на переработку.

3. Результаты разработки установки контроля подкритичности заданных областей БВ ХОЯТ

В соответствии с НП-061-05 разрешается использовать глубину выгорания в качестве параметра ядерной безопасности, если контроль ее осуществляется перед размещением ТВС в бассейнах хранилища с помощью специальных установок. Число ОТВС в ХОЯТ составляет несколько десятков тысяч, поэтому провести такие измерения достаточно сложно. В этих условиях в качестве компенсирующих мероприятий был разработан опытный образец установки контроля подкритичности УИП-006, позволяющей экспериментально при использовании расчетных констант контролировать подкритичность для обоснования ядерной безопасности в БВ ХОЯТ. После модернизации в 2009 г. установка обеспечивает возможность проведения измерений подкритичности в БВ ХОЯТ при мокром хранении и в МБК при сухом хранении пучков твэл ОТВС РБМК-1000.

К настоящему времени в обоснование работ по созданию и внедрению установки контроля подкритичности выполнены следующие работы:

- разработана и аттестована «Методика контроля подкритичности хранилищ отработавшего ядерного топлива Ленинградской АЭС с помощью установки УИП-006» (Свидетельство об аттестации №40090.1Д291);
- разработано программное обеспечение обработки результатов контроля подкритичности исследуемых областей БВ ХОЯТ;
- выполнена оценка реактивности, вносимой блоком измерения модернизированной установки контроля подкритичности УИП-006 в БВ ХОЯТ;
- спроектирован и изготовлен опытный образец установки контроля подкритичности хранилищ отработавшего ядерного топлива РБМК-1000;
- проведена сертификация установки УИП 006 (Свидетельство об утверждении типа средств измерений RU.C.38.002.A. №42530).

Для обоснования методики контроля подкритичности БВ ХОЯТ на ЛЕНАЭС была проведена серия экспериментов. Расчетное сопровождение и моделирование экспериментов осуществлялось с использованием комплекса программ САПФИР_95&RC_ХОЯТ, разработанного ФГУП НИТИ им. А.П. Александрова. Предварительно $K_{эф}$ рассчитывался для фрагмента с наибольшими размножающими свойствами (где значение α достигает минимума).

Для определения подкритичности БВ ХОЯТ были выбраны три области с наибольшими размножающими свойствами согласно расчетам с использованием комплекса программ САПФИР_95&RC_ХОЯТ.03. Кроме того, была сформирована четвертая область с массивом ОТВС с измеренным выгоранием на установке измерения выгорания отработавших тепловыделяющих сборок МКС-01 РБМК.

Определение постоянной спада (декремент затухания) нейтронного потока в хранилище ОЯТ проводилось на основе измерения временного распределения плотности нейтронов $N(z,t)$ после инжекции в исследуемую среду импульса быстрых нейтронов.

Экспериментальная установка при проведении импульсного эксперимента в БВ представляет собой герметичный блок, в который помещены трубка импульсного нейтронного генератора (ИНГ) и детектор. Детектор находится ниже трубки ИНГ и жестко с ним соединен. Таким образом, при проведении импульсного эксперимента ИНГ и детектор перемещаются по высоте синхронно. При проведении измерений в уплотнённых фрагментах БВ ХОЯТ под экспериментальную установку раздвигаются подвески с ОТВС на расстояние не менее диаметра герметичного блока (80мм). Герметичный блок с ИНГ и детектором помещается в геометрический центр этой водяной полости. Электронное оборудование установки находится на плитном настиле рядом с местом проведения экспериментов.

Измерения постоянной спада при перемещении детектора и генератора по высоте выгоревших ТВС позволяет выявить четкий минимум зависимости $\alpha(z)$.

По результатам проведенных исследований подкритичности по высоте заданных областей БВ ХОЯТ, измерения постоянной спада плотности нейтронного потока рекомендуется проводить при положении детектора нейтронного излучения в области минимального выгорания на расстоянии от 1 до 0.5 м от верха топлива ОТВС где влияние на постоянную спада водной среды, находящейся выше топлива ОТВС, достигает минимального значения (синий график на рисунке 4).

Результаты экспериментов во всех исследованных областях приведены в табл. 3.

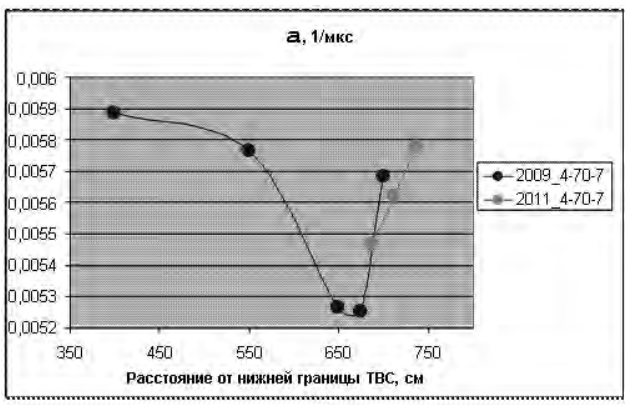


Рис. 4. Сравнение экспериментально измеренных значений α в области 2 (ряд 70, место 7 левая половина БВ-4) в 2009г. и в 2011г.

Время измерения в одной зоне составляет 60 мин., из них 15 мин. на измерение и 45 мин. на охлаждение импульсной трубки ИНГ.

Полученное небольшое расхождение ~ 3 % между расчётными и экспериментальными значениями $K_{эф}$ может быть связано с тем, что в расчётной модели комплекса программ САПФИР_95&RC_ХОЯТ не учтены следующие факторы:

- конструктивные особенности модифицированной установки УИП 006;
- раздвижка подвесок с ОТВС на расстояние не менее диаметра герметичного блока (80 мм) для размещения герметичного пенала со штангой;
- учетные значения выгорания в среднем на 10–15% выше экспериментальных значений выгорания, полученных на установке МКС-01 РБМК.

Таблица 3. Значения $K_{эф}$, полученные из измерений на установке УИП 006 и расчетов по комплексу САПФИР_95&RC_ХОЯТ.

№ области	№ БВ	Половина БВ	Центр фрагмента		$K_{эф}$ (расчет по измеренному α)	$K_{эф}$ (расчет по САПФИР)	Разница, % от расчетн. знач.
			ряд	место			
1	4	левая	70	7	0.614	0.634	-3.2
2	4	правая	17	6	0.626	0.646	-3.2
3	3	правая	51	11	0.615	0.634	-3.1
4	4	левая	3	13	0.582	0.575	+1.2

Выводы

1. Опытно-промышленная эксплуатация установок измерения выгорания МКС-01 ВВЭР и МКС-01 РБМК признана положительной. Установки измерения выгорания соответствуют описанию типа, параметрам измерений, точности (допустимой погрешности), методикам измерений и методикам поверки.

2. Методики выполнения измерений выгорания ядерного рассмотрены комиссией по методам и средствам контроля параметров ядерной безопасности, получено положительное заключение.

3. Значения выгорания ОТВС ВВЭР-1000, полученные расчетными методами (по учетным данным АЭС) выше значений выгорания, полученных в горячих камерах ГНЦ НИИАР и с помощью установки МКС-01 ВВЭР на 5–9 %.

4. Значения выгорания исследуемых ОТВС ВВЭР-440, полученные расчетными методами (по учетным данным АЭС) совпадают или незначительно выше значений выгорания, полученных в горячих камерах ГНЦ НИИАР и с помощью установки МКС-01 ВВЭР. Отклонения выгораний, полученных расчетным путем от значений выгорания, полученных экспериментальными методами, достигают ~4%.

5. Значения выгорания ОТВС РБМК-1000, полученные расчетными методами (по учетным данным АЭС) выше значений выгорания, полученных в горячих камерах ГНЦ НИИАР и с помощью установки МКС-01 РБМК на 5–21%. Для двух из исследованных ОТВС различия между расчетными и измеренными данными составили 25,1 и 44,3 % от измеренных данных. Различие среднего выгорания ПТВ от ПТН достигает 15%..

6. Экспериментальные результаты, полученные с помощью установок выгорания МКС-01 ВВЭР и МКС-01 РБМК и в горячих камерах ГНЦ НИИАР, отличающиеся от учетных значений в среднем на 5–9% для ОТВС ВВЭР-1000 и 5–21% для ОТВС РБМК-1000, позволяют сделать предположение о возможности более глубокого выжигания топлива и дают более консервативную оценку ядерной безопасности при обращении с ОТВС по сравнению с расчетными данными.

7. Установка контроля подкритичности УИП-006 может быть успешно использова-на для контроля подкритичности БВ ХОЯТ. Измерения постоянной спада плотности нейтронного потока заданных областей БВ ХОЯТ рекомендуется проводить в области минимального выгорания при положении детектора нейтронного излучения на расстоя-нии 850 мм от верхней топливного столба ОТВС, где влияние на постоянную спада водной среды, находящейся выше топлива ОТВС, достигает минимального значения.

При обработке результатов измерений необходимо учитывать реальные значения выгорания ОТВС и профиль выгорания по высоте ОТВС.

Предложенный метод основан на сравнении постоянной спада плотности нейтронного потока, полученного с помощью установки УИП 006 и по комплексу программ САПФИР_95&RC_ХОЯТ.03. Вместе с тем, программа обработки экспериментальных результатов установки УИП 006 позволяет определять $K_{эф}$ при заданных расчетных значениях L (времени жизни мгновенных нейтронов) и $\beta_{эф}$.

Аналогичные установки могут использоваться для контроля подкритичности хранилищ и контейнеров ОТВС любых типов.

Литература

1. С.А. Николаев, И.Е. Сомов, В.А. Чернов, Р.Л. Ибрагимов, А.Н. Николаев, В.С. Волков, А.Г. Лобов, А.В. Мастеров, А.Ю Касьян ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ». г. Обнинск, РФ; Е.Т. Типоченков, Г.Е. Егорова ОАО «ВНИИАЭС», г. Москва, РФ; Н.Н. Давиденко, Г.Ф. Ярославцев, В.И. Лебедев, Ю.М Лобков., В.Н. Беспалов ОАО «Концерн Росэнергоатом», г.Москва, РФ; Ю.Е. Яненко, С.Ф. Катруш Технологический филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом». Расчетно-экспериментальное определение глубины выгорания ядерного топлива как параметра ядерной безопасности при хранении и транспортировании ОЯТ. Результаты разработки и опытной эксплуатации установок измерения глубины выгорания ОЯТ реакторов атомных станций. Сборник докладов МНТК-2010, г.Москва.

ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТУК-109 ПРИ МНОГОКРАТНОЙ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ ПЕРЕВОЗКЕ

Гуськов В.Д., Амелин А.М., Коротков Г.В.

ОАО «Конструкторское бюро специального машиностроения», Санкт-Петербург

В настоящее время в эксплуатации или в стадии подготовки к эксплуатации находится семейство транспортных упаковочных комплектов (ТУК) на основе ме-

таллобетонных контейнеров разработки ОАО «КБСМ» в содружестве с кооперацией ряда российских предприятий при научном сопровождении ФГУП ВНИИЭФ.

Отличительная особенность российских ТУК является возможность их двухцелевого использования, как для хранения, так и для транспортировки ОЯТ без его перетарки.

Доказательством этому является многократная перевозка ОЯТ атомных подводных лодок на ПО «Маяк» с Северо-Запада и Дальнего Востока России с использованием порядка 100 ТУК-108/1, что позволило разгрузить АПЛ от ОЯТ и их утилизировать, перевозка ОЯТ АЭС в г. Актау (республика Казахстан) в ТУК-123 за 3500 км и постановка ТУК-123 с ОЯТ на длительное хранение в хранилище «Байкал» (60 ТУК-123). Завершена установка на длительное хранение ОЯТ атомных ледоколов в ТУК-120.

Идет загрузка ОЯТ РБМК-1000 Ленинградской АЭС в ТУК-109, которое предполагается, как хранить, так и перевозить на ГХК в ТУК-109.

Все технические показатели всех ТУК МБК и их соответствие техническим заданиям на их создание, российским нормативным документам и рекомендациям МАГАТЭ были подтверждены большим объемом проектных, научно-исследовательских и экспериментальных работ, научными испытаниями, практическими замерами на объектах эксплуатации, а также заключениями Ростехнадзора и ФГУП Медбиоэкстрема России.

На все ТУК получены сертификаты разрешения на конструкции и перевозку. Кроме того, ОАО «КБСМ» было разработано и внедрено более 100 единиц транспортно-технологического оборудования для обращения с ТУК МБК, которым были оснащены все объекты эксплуатации.

Однако в последнее время ряд руководителей Росатома поставили под сомнение безопасность многократной перевозки ОЯТ в ТУК-109, следствием чего явилось решение о создании ТУК-109/1, в стальном исполнении. Такое решение обосновывается главным образом тем, что отсутствует опыт многократной перевозки ОЯТ в металлобетонных контейнерах.

В обоснование безопасности ТУК-109 ОАО «КБСМ» совместно с рядом ведущих организаций науки, промышленности и Минобороны России провело большой комплекс проектных, расчетно-теоретических и экспериментальных исследований, включая крупномасштабные и натурные испытания ТУК и его элементов, по вопросам ядерной и радиационно-химической безопасности, прочности, в том числе и при транспортировании ТУК без какого-либо ограничения на количество перевозок, тепловым режимами, долговечности, а также по отработке уплотнительных элементов с общим сроком сохраняемости работоспособности до 50 лет.

Результаты этих работ были реализованы в Техническом проекте на ТУК-109, который прошел процедуру рассмотрения в Госатомнадзоре России.

Проведенные в 2002 году приемочные испытания опытного образца ТУК-109 подтвердили, что ТУК-109 соответствует заданным в Техническом задании ТЗ 456.17-98 требованиям.

Металлобетонный корпус контейнера состоит из трех оболочек: наружной обечайки и силового и внутреннего стаканов, пространства между которыми заполнены особопрочным и тяжелым бетоном. Между наружной обечайкой и силовым стаканом находится бетон класса В90...В110, между силовым и внутренним стаканами – бетон класса В80. Бетон В90...В110 армирован двумя арматурными каркасами, выполненными из арматуры класса А-III. Общий вид металлобетонного контейнера приведен на рисунках 1, 2.

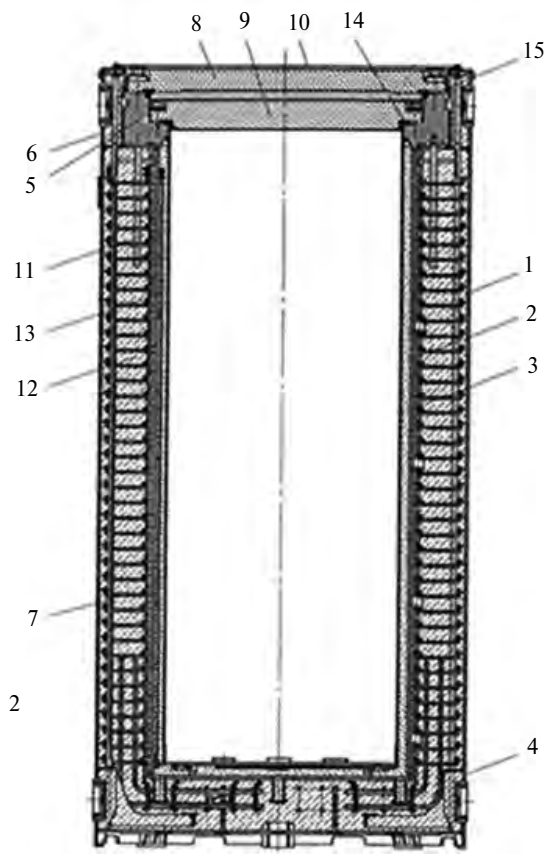


Рис. 1. Металлобетонный контейнер, продольный разрез. 1 – наружная обечайка; 2 – силовой стакан (средняя обечайка); 3 – внутренний стакан; 4 – днище; 5 – комингс; 6 – защитное кольцо; 7 – арматурный каркас; 8 – крышка наружная; 9 – крышка внутренняя; 10 – гермет изирующий лист; 11 – анкер; 12 – бетон ОПБ СТ-1, В 90...В110; 13 – бетон ОПБ СТ-2, В80; 14 – спирально-навитая прокладка; 15 – кольцо уплотнительное

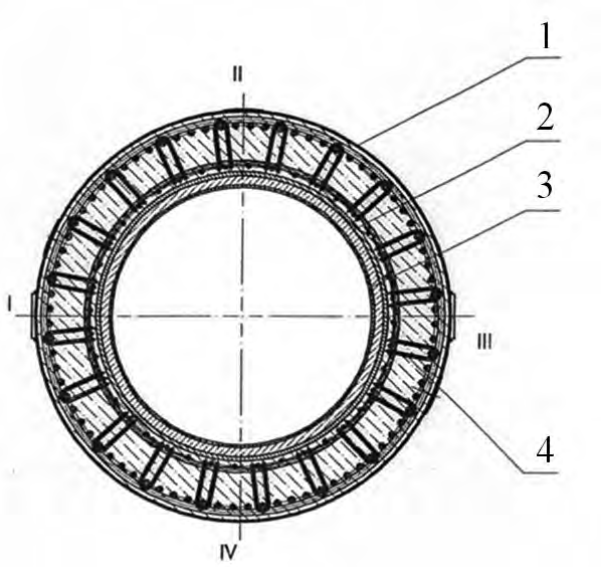


Рис. 2. Металлобетонный контейнер, поперечный разрез. 1 – наружная обечайка; 2 – силовой стакан (средняя обечайка); 3 – внутренний стакан; 4 – арматурный каркас

В связи с сомнениями о возможности осуществления многократных перевозок ОЯТ в металлобетонном контейнере ТУК-109, а также учитывая назревшую необходимость разработки сертификата – разрешения на перевозку ОЯТ РБМК-1000 в ТУК-109, ОАО «КБСМ» совместно с ФГУП «ГИ «ВНИПИЭТ» Минатома РФ, ФГУП «26 ЦНИИМО РФ», ГУП «НИИЖБ» Госстроя РФ и ПГУПС МПС РФ провело, в дополнение к ранее выполненному на этапе разработки Технического проекта обоснованию прочности металлобетонного контейнера при транспортных нагрузках, расчетно-теоретические исследования для подтверждения возможности многократных перевозок ТУК-109 с ОЯТ РБМК-1000 железнодорожным транспортом.

Результаты проведенных исследований изложены ниже.

Возможность снижения прочности МБК при многократных перевозках в нем ОЯТ связывают с воздействием транспортных (вибрационных) нагрузок и температурными напряжениями от нагрева контейнера при загрузке и остывании при разгрузке ОЯТ.

Рассмотрение прочности и выносливости МБК при транспортных нагрузках выполнялось в очень консервативной постановке.

В качестве амплитудных значений вибрационных нагрузок принимались максимально возможные воздействия при транспортировании, рекомендуемые «Инструкцией по перевозке негабаритных и тяжеловесных грузов...», выпуск 4, Совет по железнодорожному транспорту СНГ, СПб, 2002 /6/ для расчета прочности элементов крепления грузов. В действительности вибрационные нагрузки при транспортировании ТУК-109 будут значительно ниже.

Коэффициент асимметрии цикла напряжений был принят в «запасе» минимальным и равным нулю для расчета напряжений в бетоне. При действующих по инструкции /6/ транспортных нагрузках (вертикальная перегрузка изменяется от 1,3 до 0,7) минимальное значение коэффициента асимметрии цикла не может быть ниже 0,54, т.е. при анализе выносливости МБК занижены допускаемые напряжения и запасы прочности для бетона. В соответствии со СНиП 2.03.01-84 и работы /7/ расчет на выносливость железобетонных конструкций можно вообще не производить, если коэффициент асимметрии больше или равен 0,6.

При расчетах не учитывалось повышение сопротивления бетона за счет жесткого трехосного армирования, размещение бетона в обоймах – оболочках и, так называемое, естественное повышение прочностных характеристик бетона во времени. Для учета этих явлений второе дополненное издание ТУ 5870-003-07805066-98 рекомендует нормативные и расчетные характеристики бетона в составе МБК увеличивать в 1,3 раза.

При повышенных температурах жесткость бетона уменьшается в большей степени, чем жесткость оболочек и арматуры. Это приведет к перераспределению напряжений от вибрационных нагрузок между бетоном и металлоконструкциями: в бетоне напряжения уменьшатся, а арматуре и оболочках возрастут по сравнению с расчетом напряженно-деформированного состояния без учета температур. С учетом принятых очень консервативных допущений в результате расчетного анализа было получено, что наружный бетонный слой при выполнении его из бетона класса В110 имеет запас прочности при действии циклических транспортных нагрузок на сжатие -253, на растяжение – 19, при выполнении его из бетона класса В90 соответственно 207 и 17. Внутренний бетонный слой, выполненный из бетона класса В80, имеет запас прочности на сжатие – 301, на растяжение 25,9. Для арматуры и оболочек этот запас составляет -187.

На основе полученных данных можно утверждать, что транспортные нагрузки практически не влияют на прочность, выносливость и работоспособность металлобетонных контейнеров, особенно таких массивных как МБК ТУК-109 и ТУК-123.

В техническом проекте показано, что напряжение и деформации в элементах конструкции МБК при тепловых воздействиях не превосходят допустимых величин и прочность МБК обеспечивается.

Ниже приводятся результаты анализа напряженно-деформированных состояний МБК при нагреве, остывании и последующих нагревах, которые возможны при многоразовых перевозках в ТУК ОЯТ.

Задача решалась в одномерной постановке на основе рекомендаций СНиП 2.03.04-84 /9/, отдельно для осевых и тангенциальных напряжений.

Анализ температурных напряжений при многоразовых нагревах и остываниях МБК выполнен для наиболее жестких режимах нагрева: «летом» при температуре окружающей воздуха 38 °С, «зимой» при температуре – минус 50 °С. При анализе учитывается нелинейное деформирование бетона при нагреве (эффект Пиккета) использованием касательных модулей. При нагружении касательные модули определяются умножением модулей упругости на коэффициенты понижения его в зависимости от температуры и коэффициенты, характеризующие упруго-пластическое состояние бетона и быстро натекающих деформаций ползучести при тепловом воздействии.

Металло-бетонный контейнер перевозится в защитно-демпфирующем кожухе (ЗДК), который не только защищает МБК при падениях, но играет положительную роль при нагреве, снижая растягивающие напряжения в бетоне. При анализе температурных напряжений «летом» работа ЗДК в «запас» не учитывается, т.к. при положительных температурах возможны такие ситуации, когда ЗДК не будет стеснять деформации МБК. «Зимой» ЗДК всегда будет стеснять продольные деформации МБК и радиальные деформации в концевых сечениях корпуса МБК. Поэтому «зимой» учитывалась работа ЗДК при расчете осевых напряжений при «нагреве» МБК и не учитывалась работа ЗДК при «остывании». Тангенциальные напряжения «зимой» находились только в центральных сечениях корпуса МБК при предположении, что ЗДК на работу этих сечений не влияет. Работа ЗДК при анализе осевых напряжений учитывается при консервативном подходе вводом в расчетную схему дополнительной оболочки – наружной оболочки ЗДК. При расчете осевых напряжений при остывании не учитывается работа бетона класса В80, расположенного между внутренней и силовой оболочками на растяжение. Эти слои бетона не армированы и не могут воспринимать осевое растяжение.

В некоторых случаях перед загрузкой отработавшего ядерного топлива МБК термостатируется путем нагрева с наружной стороны, что благоприятно влияет на снижение растягивающих напряжений в бетоне при последующих нагревах. В расчетах этот режим нагрева в «запас» не учитывается.

При анализе продольные и поперечные сечения МБК развивались на пять металлических (к=5) и девять

бетонных (m=9) поясов. Бетон класса В90...В110 разбивался на семь поясов (m_1=7), бетон класса В80 – на два пояса (m_2=2). При анализе осевых напряжений для теплового режима «зима» добавляется еще один металлический пояс – оболочка ЗДК (к=6). Для каждого пояса принимались соответствующие физико-механические характеристики.

Физико-механические характеристики материалов, из которых состоит корпус МБК, в зависимости от температуры нагрева приведены в таблице 1. Характеристики бетонов приняты в соответствии с ТУ 5870-003-07805066-98 /2/ и СНиП 2.03.04-84 /9/, характеристики арматуры – СниП 2.03.01-84 /1/ и СНиП 2.03.04-84 /9/, характеристики оболочек – ПНАЭ Г-7-002-86 /10/.

Начальные модули упругости бетонов, принятые при анализе, E_b=48 • 10^3МПа для бетона класса В90...В119., E_b=42 • 10^3МПа для бетона класса В80 /2/.

Таблица 1. Физико-механические характеристики материалов корпуса МБК

Материал	Характеристика	Температура,˚С					
		20	**50**	**70**	**100**	**150**	**200**
Сталь 09Г2СА-А	$E_S \cdot 10^{-5}$,МПа	2.1	2.07	–	2.05	2.02	2
	$\alpha_s \cdot 10^6$,˚С	11.5	11.5	–	11.9	12.2	12.5
Сталь 12Х18Н10Т	$E_S \cdot 10^{-5}$,МПа	2.05	2.02	–	2.0	1.95	1.9
	$\alpha_s \cdot 10^6$,˚С	16.4	16.4	–	16.6	16.8	17
Арматура А-III	$E_S \cdot 10^{-5}$,МПа	2	2	–	2	1.9	1.8
	$\alpha_s \cdot 10^6$,˚С	12	12	12	12	–	13
Бетон	$\alpha_b \cdot 10^6$,˚С	10	10	10	11	11	11
	β_b	1	1	1	0.9	–	0.8
	v_b	0.85	0.3	0.25	0.25	0.25	0.25

В таблице 1 приняты следующие обозначения E_S, α_s – модули упругости и коэффициенты линейного расширения материала стальных оболочек и арматуры;

α_b, β_b, v_b – коэффициенты линейного температурного расширения бетона, коэффициент зависимости от температуры снижения его модуля упругости, коэффициент характеризующий упруго-пластическое состояние бетона при тепловом воздействии, соответственно.

Расчет напряженно-деформированного состояния корпуса МБК при первом нагреве и остывании выполнен для всех расчетных сечений и режимов нагрева.

Наиболее опасным для бетона является режим нагрева МБК «лето, без инсоляции», когда при нагреве в наружных слоях бетона класса В90...В110 возникают осевые растягивающие напряжения, равные 4,1 МПа, а при остывании в его внутренних слоях – осевые растягивающие напряжения, равные 4 МПа. При этом при нагреве в наружной оболочке возникают растягивающие напряжения, равные 56 МПа, во внутренней оболочке – сжимающие напряжения, равные 143 МПа. При остывании во всех оболочках и арматуре действуют растягивающие напряжения порядка 19 МПа. В остальных режимах нагрева напряжения значительно ниже: растягивающие напряжение в бетоне ⩽4 МПа, в оболочках ⩽130 МПа.

Исключение составляет режим «зима», когда при температуре наружного воздуха минус 50 ^{0}С тангенциальные напряжения в наружных слоях бетона В90... В110 при нагреве МБК могут достигнуть величины 5,5 МПа, при остывании в них возникают незначительные сжимающие напряжения (0,9 МПа).

Для сечения корпуса с максимальным нагревом при режиме «лето без инсоляции», в котором были получены максимальные растягивающие напряжения в бетоне при первом нагреве и остывании, и для тангенциальных напряжений в среднем продольном сечении МБК «зимой» был выполнен расчет при последующих циклах нагрева и остывания. На основе анализа расчетов напряжений при многократных нагревах и остываниях МБК можно сделать следующие выводы:

- при всех режимах нагрева максимальные осевые растягивающие напряжения возникают в бетоне при его упругой работе в первом цикле нагрела и остывания, максимальные напряжения при нагреве возникают в наружных слоях бетона, а при остывании во внутренних слоях бетона классе В90...В110;
- при дальнейших нагревах и остываниях осевые растягивающие напряжения в бетоне при его упругой работе уменьшается при втором и. третьем нагреве и стабилизируются на уровне третьего при последующих нагревах, при остывании - напряжения сохраняют свои значения при каждом цикле остывания;
- растягивающие осевые напряжения в бетоне при его нелинейной работе значительно уменьшаются от нагрева к нагреву, при остываниях – незначительно возрастают при втором остывании (до 4,4 МПа в режиме «лето без инсоляции») и уменьшаются при следующих остываниях;
- максимальные тангенциальные растягивающие напряжения возникают в бетоне при первом нагреве в наружных слоях бетона класса В90...В110 и по величине ниже, чем максимальные осевые растягивающие напряжения, при остывании в бетоне возникают сжимающие напряжения, исключением является режим «зима»;
- тангенциальные растягивающие напряжения в бетоне сохраняют свои значения при последующих нагревах и остываниях, если бетон работает упруго, и значительно уменьшаются, если бетон работает нелинейно.

При консервативном подходе в качестве критерия непоявления трещин при действии многократно повторяющихся температурных напряжений можно принять условие, при котором не образуются трещины в растягивающей зоне при действии многократно-повторяющихся силовых нагрузок (п.4.10 СНиП 2.03.01-84/1/)

$$S_{bj} \leqslant R_{bt,ser},$$

где σ_{bj} – максимальное растягивающее напряжение в бетоне при многоразовом нагружении; $R_{bt,ser}$ = 1,3 $R_{btn} \cdot \gamma_{b1}\gamma_u$ – расчетное сопротивление бетона растяжению при рассматриваемом виде нагружения; R_{bth} – нормативное сопротивление бетона на осевое растяжение; γ_{b1} – коэффициент условий работы при многократных нагружениях, минимальное значение γ_{b1} = 0,75 (СНиП 2.03.01-84); γ_u – коэффициент снижения прочности бетона в зависимости от температуры.

В расчетах принимается γ_u = 1, т.к. в соответствии с ТУ 5870-003-07805066-98, бетоны особо прочные, сверхтяжелые не снижают характеристик прочности в диапазоне температурного режима от -50˚С до +200˚С.

Коэффициент 1.3 при определении $R_{bt,ser}$ вводится в соответствии с рекомендациями ТУ 5870-003-07805066-98 об увеличении нормативных и расчетных величин сопротивлений для бетонов, работающих в составе МБК.

Следует отметить, что в соответствии с рекомендациями работы /11/ коэффициент γ_{b1}=0.91 при 100 циклах гармонического силового воздействия γ_{b1}=0.89 при 200 циклах такого воздействия.

Для бетона класса В90...В110 R_{bth}=4,5 МПа и $R_{bt,ser}$= 4,5 МПа для бетонов класса В80 R_{bth}=3,8 МПа, $R_{bt,ser}$= 3,5 МПа.

Анализ температурных напряжений при всех рассмотренных режимах нагрева показал, что они не превосходят допустимых растягивающих напряжений, при которых может образовываться трещина. Исключение составляют тангенциальные напряжения, полученные при первом и втором нагреве «зимой» при -50°С наружного воздуха.

Следует отметить, что температурные напряжения в рассматриваемом случае рассчитаны консервативно без учета стеснения деформации МБК защитно-демпфирующим кожухом. Кроме того, многоразовые перевозки при температурах -50 °С практически маловероятны. При разовых случаях нагружения трещины в растянутой зоне не образуются, так как $R_{bt,ser}$=1.3 • R_{bth}. Для бетона класс В90...В110 в этом случае $R_{bt,ser}$=5.98МПа, что больше тангенциальных напряжений, возникающих в сечениях МБК при транспортировке «зимой» при -50°С.

Совместное действие температурных и транспортных (вибрационных) нагрузок практически не меняют общего уровня напряжений в МБК, полученного при тепловом нагружении. Из-за малости транспортных напряжений во всех случаях нагружения суммарные напряжения не превосходят допустимых значений, при которых в бетоне не образуются трещины.

Наиболее опасными для обеспечения экологической безопасности транспортирования ОЯТ являются аварийные условия – падения ТУК.

При падениях ТУК прочность^МБК определяется его несущей способностью — предельным состоянием первой группы по классификации СНиП 2.03.01 /1/ , которое обеспечивает конструкцию от хрупкого, вязкого или иного разрушения.

Определение несущей способности сечений корпуса по предельному состоянию первой группы производится в соответствии с п.3.28 СНиП 2.03.01-84. В формулах по расчету несущей способности, приведенных в СНиП 2.03.01-84 , не учитывается работа бетона на растяжение и ограничиваются деформации сжатия в сжатой зоне бетона. Дополнительно в настоящем анализе рассмотрена возможность снижения несущей способности МБК за счет влияния трещин на прочность бетона в сжатой зоне и учтено снижение механических характеристик материалов в зависимости от температуры.

Поперечные трещины по отношению к действующему продольному /усилию не могут привести к снижению прочности бетона при сжатии. Теоретически снизить прочность бетона могут продольные и косые трещины. Анализ температурных деформаций, проведенный выше показал, что появление таких трещин в МБК маловероятно, и возможно только в наружных слоях бетона между наружным арматурным каркасом и наружной оболочкой. Толщина этого слоя бетона не превышает 0,041 м.

Учет возможности появления трещин осуществляется консервативно – в расчете принимается, что слой бетона, в котором возможно появление трещин, полностью не воспринимает сжимающие усилия.

На рисунке 3 приведены эпюры несущей способности сечений контейнера с учетом и без учета ослабления сечений трещинами.

В таблице 2 приведены максимальные изгибающие моменты M_{max} и соответствующие им сжимающие силы, действующие в сечениях МБК при падениях ТУК-109 на абсолютно жесткое основание с высоты 9м, и предельно допустимые изгибающие моменты для этих сечений с учетом (M_{npl}) и без учета ослаблений (M_{npl}) при действующих сжимающих силах, принятые в соответствии с рисунком 3.

Из таблицы 2 видно, что прочность МБК при аварийных падениях ТУК-109 во время транспортирования обеспечивается с большим запасом, даже в случае возможного появления трещин в наружных слоях бетона.

Проведенные оценки радиационной защиты МБК с учетом наличия трещины шириной 1,52 мм в наружном слое бетонного массива толщиной 0,041 м, показали, что данная трещина может привести к локальному увеличению эквивалентной дозы на наружной поверхности МБК не более чем на 3%, а на расстоянии 1 м от МБК – увеличение дозы практически не происходит.

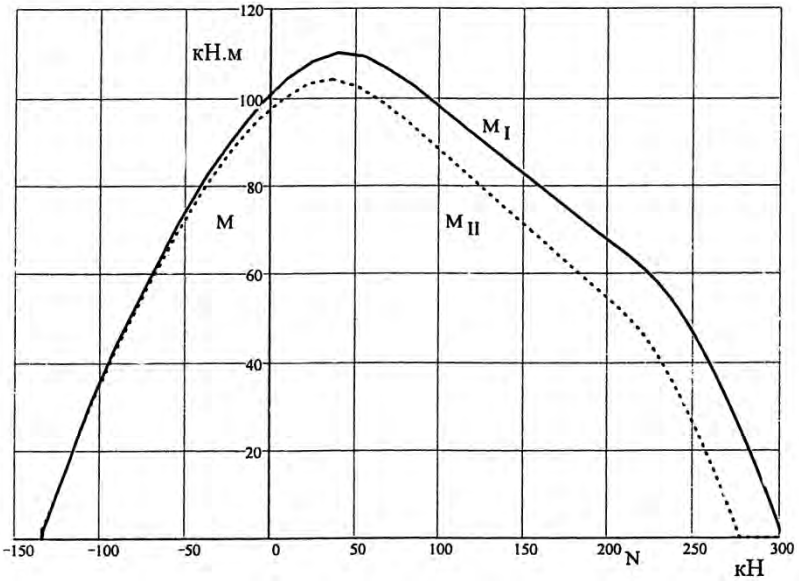


Рис. 3. Эпюры несущей способности поперечного сечения МБК. M_I – без учета ослабления сечения; M_{II} – с учетом ослабления сечения трещинами.

Таблица 2. Максимальные и допустимые усилия в сечениях МБК при падениях ТУК с высоты 9м

Угол падения к вертикали	Максимальные усилия		Допустимые усилия	
			Без ослабления сечения	С ослаблением сечения
	$N \cdot 10^{-3}$кН	$M \cdot 10^{-3}$кН • м	$M_{npl}(N) \cdot 10^{-3}$кН • м	$M_{npll}(N) \cdot 10^{-3}$кН • м
0	0.09	36.67	100.8	97.5
15	0.19	22.24	100.9	97.5
30	15.53	15.13	105.8	101.7
45	36.88	12.79	109.7	104.0
65	37.31	8.95	109.8	104.0
90	85.7	-	302 кН *)	277.3 кН *)
Примечание - *) приведены допустимые усилия при сжатии				

Результаты проведенных дополнительных к техническому проекту исследований, выполненных с целью обеспечения многоразовой перевозки ТУК-109 с ОЯТ РБМК-1000 железнодорожным транспортом, показали, что воздействие как циклических тепловых, так и транспортных нагрузок не приводит к образованию трещин в бетонном массиве корпуса контейнера и к снижению несущей способности МБК, в том числе и при последующих аварийных ситуациях при перевозках (падение с высоты 9 м).

Проведенный анализ показал, что даже при гипотетической ситуации, связанной с образованием трещин в наружном слое бетонного массива МБК, прочность и радиационная защита МБК ТУК-109 гарантированно обеспечиваются.

Транспортирование ТУК-109 с ОЯТ РБМК-1000 можно осуществлять без какого-либо ограничения по числу перевозок.

Литература

1. СНиП 2.03.01-84. Бетонные железобетонные конструкции.
2. ТУ 5870-003-07805066-98. Технические условия. Бетон особо прочный сверхтяжелый, второе издание, дополненное.
3. СНиП II-11-77. Защитные сооружения гражданской обороны.
4. Комплект транспортный упаковочный для хранения и транспортирования ОЯТ АЭС с реакторами РБМК-ЮОО. Технический проект. Расчет прочности. Часть первая. Расчет на прочность МБК. ТУК-109 Р14, КБСМ, 1999.
5. Комплект транспортный упаковочный для хранения и транспортирования ОЯТ АЭС с реакторами РБМК-1000. Технический проект. Расчет внешних нагрузок. ТУК-109 РОЗ, КБСМ, 1999
6. Инструкция по перевозке негабаритных и тяжеловесных грузов на железных дорогах ..., выпуск 4. Совет по железнодорожному транспорту государств – участников СНГ. СПб, 2002.
7. Каранфилов Т.С., Волков Ю.С. Работа железобетонных конструкций на многократную повторную нагрузку. Сборник статей «Применение железобетона в машиностроении». Машиностроение. МЛ964.
8. Комплект транспортный упаковочный для хранения и транспортирования ОЯТ АЭС с реакторами РБМК-1000. Технический проект. Расчет тепловой. ТУК-109 Р17.КБСМ.1999.
9. СНиП 2.03.04-84. Бетонные и железобетонные конструкции, предназначенные для работы в условиях воздействия повышенных и высоких температур.
10. ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
11. Сейсмическая прочность материалов конструкций АЭС. Обзорная информация. Серия. Атомные станции, выпуск 4. Информэнерго.М.1991.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПИЛОТНОГО ПРОЕКТА ПО ПЕРЕВОЗКЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ ОПЫТНОЙ ПАРТИИ НЕКОНДИЦИОННЫХ ОТВС РЕАКТОРА РБМК НА ФГУП «ПО «МАЯК» И ПОИСК СОГЛАСОВАННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ РЕГУЛЯРНЫХ ПЕРЕВОЗОК НЕКОНДИЦИОННОГО ОЯТ

Канашов Б.А., Дорофеев А.Н., Смирнов В.П.
ООО НПФ «Сосны», Димитровград

Хаперская А.В., Кудрявцев Е.Г.
ГК «Росатом», Москва

Баранов С.В., Колупаев Д.Н.
ФГУП «ПО «Маяк», Озерск

Калязин Н.Н., Ложников И.Н.
Ленинградская АЭС им. В.И.Ленина, Сосновый Бор

Введение

В течение длительного времени среди специалистов существовало достаточно устойчивое мнение о том, что переработка ОЯТ РБМК нецелесообразна. И на то были серьезные основания: исходное обогащение топлива по урану-235 имело низкие значения (максимум 2%), а цены на уран были невысоки, при этом другие источники урана покрывали текущие потребности в нем. С тех пор ситуация изменилась: в настоящее время используется топливо с обогащением по урану-235 до 2,8%, а цены на уран возросли в несколько раз. Чтобы предоставить необходимые данные для разрешения спора о целесообразности переработки ОЯТ РБМК и подтвердить принципиальную возможность перевозки и переработки, 14 января 2011 г. по инициативе ГК «Росатом» руководство ОАО «Концерн Росэнергоатом» приняло решение о реализации пилотного проекта по вывозу пучков твэлов (ПТ) некондиционных ОТВС с энергоблока №2 Ленинградской АЭС на ФГУП «ПО «Маяк».

Кроме того, существовала еще одна серьезная причина, по которой был предпринят данный проект. В отличие от кондиционного ОЯТ РБМК, которое в соответствии с концепцией ГК «Росатом» должно быть переведено в режим длительного «сухого» хранения (контейнерного или шахтного), судьба некондицион-

ного ОЯТ РБМК до сих пор законодательно не определена. Чтобы принять решение относительно перевозки и переработки некондиционного ОЯТ РБМК на регулярной основе, требовалось представить достаточно веские основания.

С практической точки зрения для реализации пилотного проекта необходимо было решить несколько технических задач:

- выбор ОТВС для опытной партии;
- выбор контейнера и разработка компонентов упаковки для перевозки опытной партии некондиционных (в первую очередь, негерметичных) ОТВС;
- разработка технологии и оборудования для разделки ОТВС и загрузки ПТ в контейнер на Ленинградской АЭС;
- разработка технологии и оборудования для обращения с ПТ на ФГУП «ПО «Маяк».

Кроме того, необходимо было решить научные задачи, связанные с обоснованием безопасности обращения с некондиционным ОЯТ и получить соответствующие разрешительные документы. В течение 2011 года эти задачи были успешно решены, и в период 15–19 ноября 2011 г. была осуществлена перевозка опытной партии некондиционных ОТВС РБМК Ленинградской АЭС, а в конце этого же месяца – ее переработка на ФГУП «ПО «Маяк».

Выбор ОТВС опытной партии

К некондиционному ОЯТ реакторов РБМК относятся ОТВС, непригодные для длительного «сухого» хранения. В своем большинстве некондиционное ОЯТ РБМК – это досрочно выгруженные и не достигшие проектного выгорания ОТВС, содержащие достаточно высокий процент урана-235. К этому же типу относятся ОТВС, получившие повреждения в процессе транспортно-технологических операций после извлечения из АЗ. Однако для пилотного проекта был выбран наихудший тип некондиционных ОТВС – негерметичные. Все ОТВС, отобранные для опытной партии, были выгружены из АЗ по критерию негерметичности. Кроме того, по результатам настойных тестов активность ^{137}Cs в воде пенала превышала 10^{-4} Ku/л, что свидетельствовало о наличии контакта топливных таблеток с водой и, соответственно, наличии воды под оболочкой хотя бы одного твэла.

Конструкция отобранных ОТВС – штатная, с закреплением твэлов в ПТ в концевых решетках на концах ОТВС. Во всех отобранных ОТВС обогащение топлива по урану-235 составило 2,4% – наиболее типичное значение обогащения для большинства ТВС РБМК-1000. Выгорание топлива находилось в пределах от 7,8 до 20,5 МВт·сут/кгU, т.е. меньше, чем проектное (21,8 МВт·сут/кгU) для выбранного исходного обогащения. Время выдержки (13,8–16,5 лет) выбиралось из соображений радиационной безопасности.

Количество ОТВС (8 ОТВС, 16 ПТ) выбиралось исходя из необходимости обеспечить однократную загрузку аппарата-растворителя на перерабатывающем заводе ФГУП «ПО «Маяк».

С целью подготовки исходных данных для обоснования безопасности перевозки и анализа целесообразности дальнейшего использования регенерированного урана из ОЯТ РБМК-1000 были выполнены расчеты нуклидного состава и активности источников альфа-, бета- и гамма- и нейтронного излучения, включая вклад нейтронов за счет (α, n) и (γ, n)-реакций. Особое внимание уделялось четным изотопам ^{232}U и ^{236}U, которые оказывают влияние на качество регенерата.

Выбор контейнера и разработка компонентов упаковки

Было бы логичным для пилотного проекта выбрать контейнер и транспортно-технологическую схему, которые можно было использовать в дальнейшем для регулярных перевозок некондиционного ОЯТ РБМК, например, выбрать ТУК-109 с подготовкой ОТВС в отделении разделки хранилища ОЯТ. Однако на момент реализации пилотного проекта:

- ни на одной АЭС с реакторами РБМК отделения разделки не были пущены в эксплуатацию. Даже в случае запуска отделения разделки оно должно было, в первую очередь, выполнять свою основную функцию освобождения ХОЯТ от кондиционных ОТВС;
- транспортно-технологическая структура ФГУП «ПО «Маяк» была не приспособлена для обращения с современными ТУК типа ТУК-109.

Поэтому для пилотного проекта был выбран вариант, предусматривающий использование хорошо зарекомендовавшего себя ТУК-11 с чехлом 12 и разделку ОТВС в защитной камере 2-го энергоблока Ленинградской АЭС. Дополнительным аргументом в пользу ТУК-11 стало достаточное их количество (семь ТУК-11 и 14 чехлов 12) и отлаженная технология обращения с ними на ФГУП «ПО «Маяк».

Однако следует подчеркнуть, что какой бы контейнер не был выбран, основной проблемой при транспортировании некондиционного ОЯТ является обеспечение пожаровзрывобезопасности упаковки, содержащей негерметичное неосушенное топливо, длительное время находившееся в воде. Если проблема осушения герметичного топлива в настоящее время решена, то удаление воды из негерметичных твэлов по-прежнему является сложной технической задачей.

В связи с изложенным было принято решение о перевозке ПТ некондиционных ОТВС в герметичных тонкостенных ампулах, конструкция которых позволяла бы перерабатывать ПТ на радиохимическом заводе вместе с ампулой. К ампуле также предъявлялись требования по прочности в нормальных и аварийных условиях при транспортировании и обращении на АЭС и ФГУП «ПО «Маяк». На рис. 1 представлена конструкция ампулы для перевозки ПТ некондиционных ОТВС РБМК в ТУК-11.

Разработанная ампула предназначена как для транспортирования ПТ некондиционных ОТВС РБМК в составе транспортного упаковочного комплекта ТУК-11, так и для временного технологического хранения в бассейне-хранилище ФГУП ПО «Маяк». Конструкция ампулы разработана в соответствии с требованиями НП-053-04 [1], НП-001-97 (ОПБ - 88/97) [2], НП-016-05 (ОПБ ОЯТЦ) [3]. Класс безопасности ампулы по НП-001-97 – 3Н, по НП-016-05 – 3Н.

Расчеты и проведенные в ГНЦ НИИАР эксперименты показали, что пожаро- и взрывоопасная концентрация водорода не образуется в объеме герметичных ампул (при их заполнении воздухом при атмосферном давлении без продувки инертными газами) в течение как минимум 9 месяцев при условии размещения в ампуле одного негерметичного твэла, заполненного водой, и в течение 5 месяцев, если в ампуле находятся два негерметичных твэла. В объеме ТУК-11 пожаро- и взрывоо-

пасная концентрация кислорода и водорода не образуется при любом времени нахождения в нем ОЯТ.

Ампулы с ПТ в процессе транспортирования размещались в модернизированном чехле 12, содержащем специальные вкладыши, которые обеспечивали дополнительную прочность конструкции упаковки и снижали вероятность повреждения ампул в процессе транспортирования. Для обеспечения радиационной безопасности в процессе установки крышки на контейнер на территории АЭС и снятия крышки с контейнера на ФГУП «ПО «Маяк» использовалась внутренняя перегрузочная плита, которая являлась частью упаковки. При разработке упаковки наибольшие проблемы создавало ограниченное пространство внутри контейнера. Поэтому, в частности, грибок внутренней перегрузочной плиты при установке крышки контейнера «утапливался» в корпус плиты, а при снятии крышки – выдвигался. Конструкция упаковки ТУК-11Р-2 представлена на рис. 2.



Рис. 1. Ампула для перевозки негерметичных ОТВС реактора РБМК



Рис. 2. Упаковка ТУК-11Р-2 для перевозки негерметичных ОТВС реактора РБМК

Результаты численных расчетов по определению напряженно-деформированного состояния и оценке прочности транспортного упаковочного комплекта ТУК-11Р-2, загруженного 16-ю ампулами с ПТ некондиционных ОТВС РБМК-1000, при воздействии механических нагрузок, моделирующих нормальные и аварийные условия перевозки, показали, что упаковка удовлетворяет всем требованиям российских правил НП-053-04. В частности, были сделаны выводы о том, что:

- *в нормальных условиях* перевозки конструкция ТУК-11Р-2, включая болты крепления крышки к корпусу контейнера, деформируется в упругой области и сохраняет свою прочность и герметичность; конструкция ампул деформируется, в основном, в упругой области; ампулы сохраняют свою прочность и герметичность; сохраняется возможность свободного извлечения чехла и внутренней перегрузочной плиты из полости контейнера, а также извлечения вкладышей из гнезд чехла и ампул из вкладышей;
- *в аварийных ситуациях* конструкция ТУК-11Р-2 деформируется, в основном, в упругой области и сохраняет свою прочность; болты крепления крышки к корпусу контейнера деформируются, в основном, в упругой области; при этом все болты сохраняют свою прочность; уровень деформаций не приводит к нарушению целостности корпуса ампулы и байонетного соединения; сохраняется возможность свободного извлечения чехла и внутренней перегрузочной плиты из полости контейнера, а также свободное извлечение вкладышей и ампул из гнезд чехла, но извлечение ампул из вкладышей может быть затруднено.

Технология разделки ОТВС

Разделка ОТВС на пучки твэлов производилась с помощью фрезерного станка в защитной камере энергоблока 2 Ленинградской АЭС. Там же производилась загрузка ПТ в ампулы и герметизация ампул специальной крышкой. Для обеспечения радиационной безопасности в процессе перемещения и загрузки ампулы с ПТ в контейнер на крышку ампулы устанавливались защит-

ная пробка и грибок (рис. 3), верхняя часть которого совместима с захватными механизмами, используемыми в реакторном зале энергоблока.

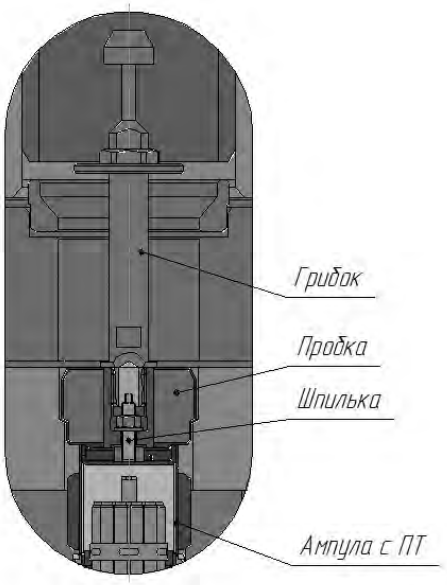


Рис. 3. Ампула с ПТ в сборе с защитной пробкой и грибком

Технология загрузки ампул с ПТ в ТУК-11Р-2 на АЭС

Из всех возможных способов загрузки ОЯТ в ТУК-11 была выбрана технология с использованием перегрузочного контейнера. В качестве перегрузочного контейнера использовалось транспортное устройство (ТрУ), которое применяется для перемещения ОТВС в пределах реакторного зала энергоблока. В процессе подготовки к загрузке ампул с ПТ в ТУК-11 были решены следующие задачи:

- разработка перецепочного узла для стыковки ТрУ с пробкой защитной камеры и выгрузки ампулы с ПТ из защитной камеры в ТрУ (рис.4);
- разработка переходного узла и наружной перегрузочной плиты для стыковки ТрУ с ТУК-11Р-2 и перегрузки ампулы с ПТ из ТрУ в контейнер (рис.5).

Разработанные компоненты упаковки для перевозки опытной партии ПТ ОТВС РБМК в ТУК-11 и вспомогательное оборудование удовлетворяют требованиям российских правил НП-070-06 [4] и относятся к группе 3 оборудования. По ПНАЭГ-7-008-89 [5] компоненты упаковки для перевозки опытной партии ПТ ОТВС РБМК в ТУК-11 и вспомогательное оборудование относятся к группе оборудования С.

Технология обращения с ампулами с ПТ на ФГУП «ПО «Маяк»

Приемка контейнера ТУК-11Р-2 на ФГУП «ПО «Маяк» осуществлялась по штатной схеме. Вагон-контейнер ТК-11 по железнодорожным путям доставлялся в здание приемки ОЯТ, где вагон подключался к системам энергоснабжения. После раскрытия створок крыши ТК-11 и снятия крышки контейнера извлекалась внутренняя перегрузочная плита и чехол с ампулами перемещался в бассейн-хранилище.

Поскольку ампулы были герметичными, исключалась утечка ПД в воду бассейна-хранилища из негерметичных твэлов. Необходимо отметить, что суммарные темпы выхода ПД из всех негерметичных твэлов в наихудшем случае составляли не более 25% от производительности системы очистки воды бассейна-хранилища,

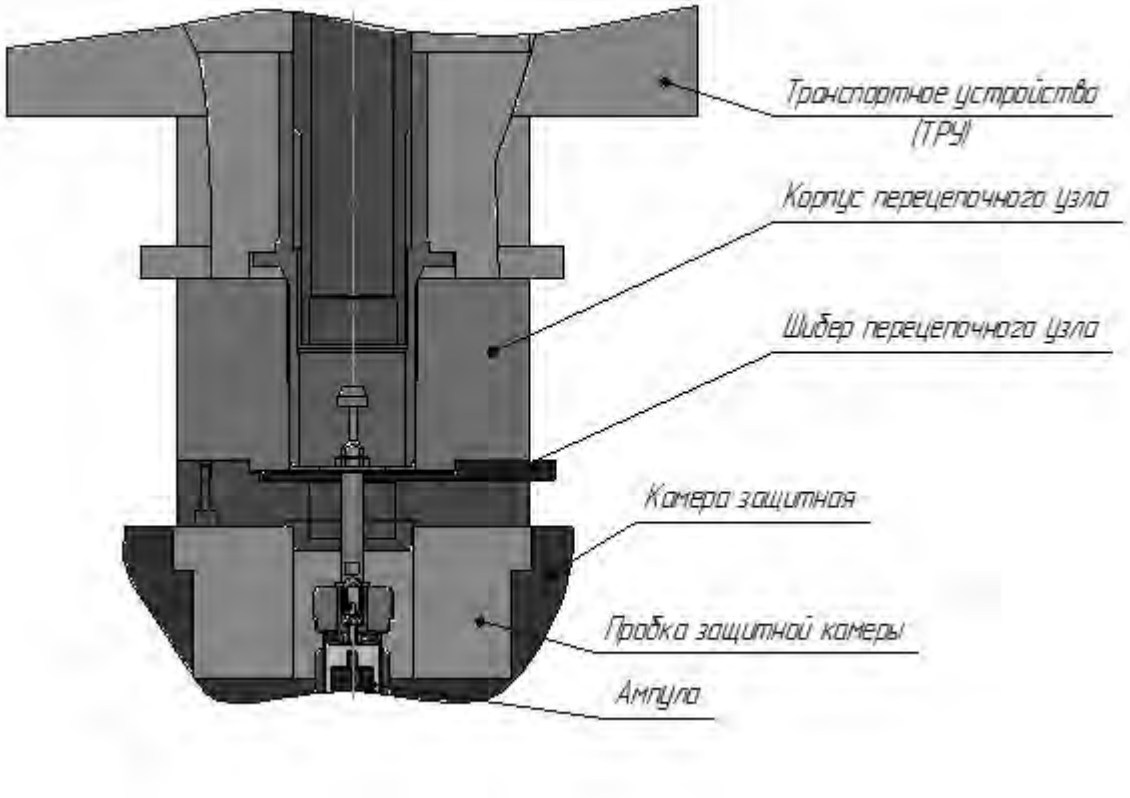


Рис. 4. Перецепочный узел для стыковки ТрУ с пробкой защитной камеры

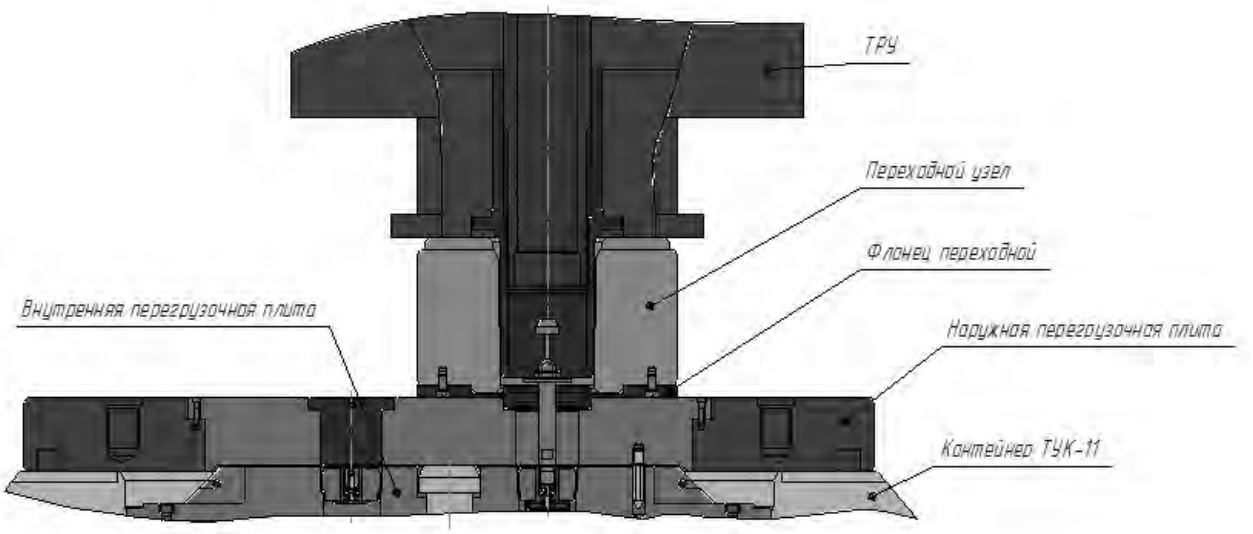


Рис. 5. Переходной узел и наружная перегрузочная плита для стыковки ТрУ с ТУК-11Р-2

и с этой точки зрения ампулы с ПТ могли быть и негерметичными. Тем не менее, конструкция ампул была выбрана герметичной, поскольку правила перевозки для нормальных условий и аварийных ситуаций однозначно требуют наличия в процессе транспортирования двух барьеров безопасности.

Для передачи чехла с ампулами с ПТ в защитную камеру и для извлечения их из чехла был разработан специальный инструмент (переходники, захваты и т.п.), адаптированный к штатному оборудованию защитной камеры. После выполнения указанных операций ампула с ПТ помещалась на ложемент агрегата резки, который разделывал ампулы на фрагменты, пригодные для дальнейшей переработки ОЯТ по технологии, аналогичной технологии переработки ОЯТ реакторов ВВЭР.

Заключение

Реализация пилотного проекта показала техническую осуществимость разделки негерметичных ОТВС РБМК в защитных сооружениях Ленинградской АЭС, вывоза в адаптированных контейнерах ТУК-11Р-2, возможность переработки ОЯТ РБМК по существующей технологической схеме ФГУП «ПО «Маяк» с получением конечного товарного продукта в виде 1%-ного плава уранилнитрата требуемого качества.

Вместе с тем на основе опыта реализации пилотного проекта были разработаны подходы для организации регулярных перевозок некондиционного ОЯТ на ФГУП «ПО «Маяк»:

- Массовый вывоз некондиционного ОЯТ РБМК на регулярной основе с российских АЭС в объемах, достаточных для загрузки перерабатывающих мощностей ФГУП «ПО «Маяк», возможен только через отделения разделки пристанционных ХОЯТ. Вывоз ОЯТ через энергоблоки технически возможен, может применяться при необходимости, но более целесообразен после останова энергоблока, например для вывоза сильно поврежденного ОЯТ.
- Для вывоза некондиционного ОЯТ РБМК на регулярной основе следует применять современные контейнеры, обладающие широким диапазоном возможностей с точки зрения обогащения топлива, выгорания и времени выдержки (типа ТУК-109 и ТУК-109Т). Надежные и простые в обращении ТУК-11 целесообразно использовать для решения частных задач.
- Безопасность перевозки некондиционного (в том числе и негерметичного) ОЯТ РБМК может быть обеспечена при использовании невозвратных герметичных ампул, которые будут перерабатываться вместе с ПТ. В этом случае эксплуатационные затраты будут достаточно высоки.
- Для снижения эксплуатационных затрат можно использовать возвратные герметичные ампулы, однако технология обращения с ними будет сложнее и капитальные затраты для обеспечения того же уровня безопасности будут выше.

Список литературы

1. Правила безопасности при транспортировании радиоактивных материалов: НП-053-04. – Взамен ПБТРВ-73 и ОПБЗ-83: утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору 04.10.2004: введ. 01.05.2005 – М., 2005. – 105 с.

2. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций: ОПБ-88/97. НП-001-97 (ПНАЭ Г-01-011-97): утв. Госатомнадзором России 14.11.1997: ввод. в д. с 01.07.98 – М., 1998. – 24 с.

3. Общие положения обеспечения безопасности объектов ядерного топливного цикла (ОПБ ОЯТЦ): НП-016-05. – Взамен НП-016-2000: утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору 2.12.2005: введ. 01.05.2006. – М., 2006.

4. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов объектов ядерного топливного цикла: НП-070-06. – утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору 05.09.2006: введ. 01.12.2006. – М., 2006.

5. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок: ПНАЭ Г-7-008-89 (с изменениями № 1 от 01.09.2000). – утв. Госатомнадзором России 01.01.1990: введ. 01.01.1990. – М., 2003.

МЕТОДИКА И УСТАНОВКА ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОТВС РБМК-1000

Чернов В.А., Николаев С.А., Сомов И.Е.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск

Типоченков Е.Т., Егорова Г.Е.
ОАО «ВНИИАЭС», г. Москва

Введение

В настоящее время в России реализуются два варианта перевода ОЯТ РБМК-1000 на сухое хранение:

- контейнерное хранение на территории АЭС;
- хранение в централизованном хранилище камерного типа.

Согласно концепции по обращению с отработавшим ядерным топливом Госкорпорации «Росатом», утвержденной 29.12.2008 приказом №721, для осуществления вывоза ОЯТ с АЭС предусмотрено создание на Ленинградской, Курской и Смоленской АЭС комплексов по разделке ОТВС с производительностью каждого комплекса до 3600 ОТВС в год (~ 400 т.).

Основным нормативным документом, определяющим технические требования к отработавшему ядерному топливу РБМК-1000, поступающему на сухое хранение после предварительной выдержки в водных хранилищах, и требования по подготовке ОЯТ к сухому хранению, осуществлению сухого хранения и состоянию топлива после завершения сухого хранения, является стандарт "Отработавшие тепловыделяющие сборки энергетических реакторов. Сухое хранение ОТВС РБМК-1000 и ВВЭР-1000. Технические требования". ОСТ 95-10585-2003. В соответствии с этим документом в ГИ «ВНИПИЭТ» разработан технологический процесс перевода ОЯТ РБМК-1000 с мокрого на сухое хранение.

Одним из этапов подготовки ОТВС РБМК-1000 к переводу на сухое хранение является входной контроль ОТВС, проводимый с целью разделения ОТВС на кондиционные, пригодные к переводу на сухое хранение по штатной технологии, и некондиционные, подлежащие переводу на сухое хранение по специальной технологии. Основные требования к входному контролю ОТВС содержатся в "Методике контроля состояния ОТВС РБМК-1000 при постановке на сухое хранение. МКГ 1.1.2.09.002.0009-2009". Методика разработана специалистами ОАО «ВНИИАЭС» при участии специалистов других организаций. Методика распространяется на контроль состояния, а также степени повреждения ОЯТ в условиях мокрого хранения и при переводе его на сухое хранение в сухое хранилище (СХОЯТ) на АЭС с реакторами типа РБМК-1000.

По степени повреждений (целостности) ОТВС можно условно разделить на 4 типа:

- тип 1 и 2 – герметичные ОТВС – ОТВС, в которых оболочки твэлов сохранили свою целостность в процессе эксплуатации в реакторе и последующего хранения, а также имеющие несущественные повреждения оболочек твэлов;
- тип 3 – условно герметичные ОТВС - ОТВС, имеющие в своем составе твэлы со сквозными микродефектами оболочек, проницаемые для газообразных продуктов деления, но исключающие контакт топливной композиции с внешней средой (теплоносителем, водой пенала при мокром хранении, атмосферой ампулы при сухом хранении и т.п.);
- тип 4 – негерметичные ОТВС – ОТВС, имеющие в своем составе твэлы с нарушением целостности оболочки (отрыв заглушки, трещины большого раскрытия оболочек твэлов, вздутия оболочек твэлов), которые приводят к контакту топливной композиции с внешней средой (теплоносителем, водой пенала при мокром хранении, атмосферой ампулы при сухом хранении и т.п.).

Первые три группы ОТВС признаются кондиционными, последняя группа ОТВС является некондиционной.

Для определения герметичности ОТВС в настоящее время используется метод, основанный на отборе проб воды из пеналов, в которых размещаются ОТВС. Этот метод хорошо известен, но является трудоёмким. В данном случае рассматривается оперативный метод контроля герметичности ОТВС, основанный на прямых спектрометрических измерениях воды в пеналах.

Цель доклада состоит в описании методики и установки оперативного контроля герметичности ОТВС РБМК-1000 с использованием прямых спектрометрических измерений, а также испытаний макета установки в БВ ХОЯТ на ЛЕНАЭС.

Описание методики и установки оперативного контроля герметичности ОТВС РБМК-1000

Методика оперативного контроля герметичности ОТВС РБМК-1000 (далее – методика) основана на измерениях удельной активности воды в пеналах с ОТВС РБМК в диапазоне от 10^{-6} до 10^{-1} Ки/л с погрешностью, не превышающей ± 30 %.

Методика включает в себя следующие этапы:

- измерения фоновых спектров гамма-излучения в месте размещения блока детекторов установки измерения с помощью вспомогательного устройства ВУ-1;
- градуировку каналов регистрации гамма-излучения установки измерения с использованием вспомогательного устройства ВУ-2;
- измерения спектров гамма-излучения от верхней части пеналов с ОТВС, на основе которых вычисляется удельная активность воды в пеналах с ОТВС по изотопу ^{137}Cs.

Основным радиоизотопом, определяющим активность воды в пенале с ОТВС после длительного хранения в БВ ХОЯТ, является ^{137}Cs, при распаде которого испускаются гамма-кванты с энергией 662 кэВ. Удельная активность воды в пенале с ОТВС определяется на основе спектров гамма-излучения от участка в верхней части пенала, выделенного коллиматором. Скорость набора импульсов в пике полного поглощения, соответствующем гамма-излучению энергии с энергией 662 кэВ, пропорциональна активности воды в пенале с ОТВС по изотопу ^{137}Cs.

Спектры гамма-излучения измеряют с использованием каналов регистрации гамма-излучения на основе устройств детектирования сцинтилляционных типа УДС-Г. Устройства детектирования размещены в защитах с коллиматором, что обеспечивает «просмотр» ограниченного участка пенала с ОТВС. Одновременно проводятся измерения спектров гамма-излучения от двух пеналов с ОТВС с использованием двух каналов регистрации гамма-излучения. Вариант установки оперативного контроля герметичности ОТВС РБМК представлен на рисунке 1.

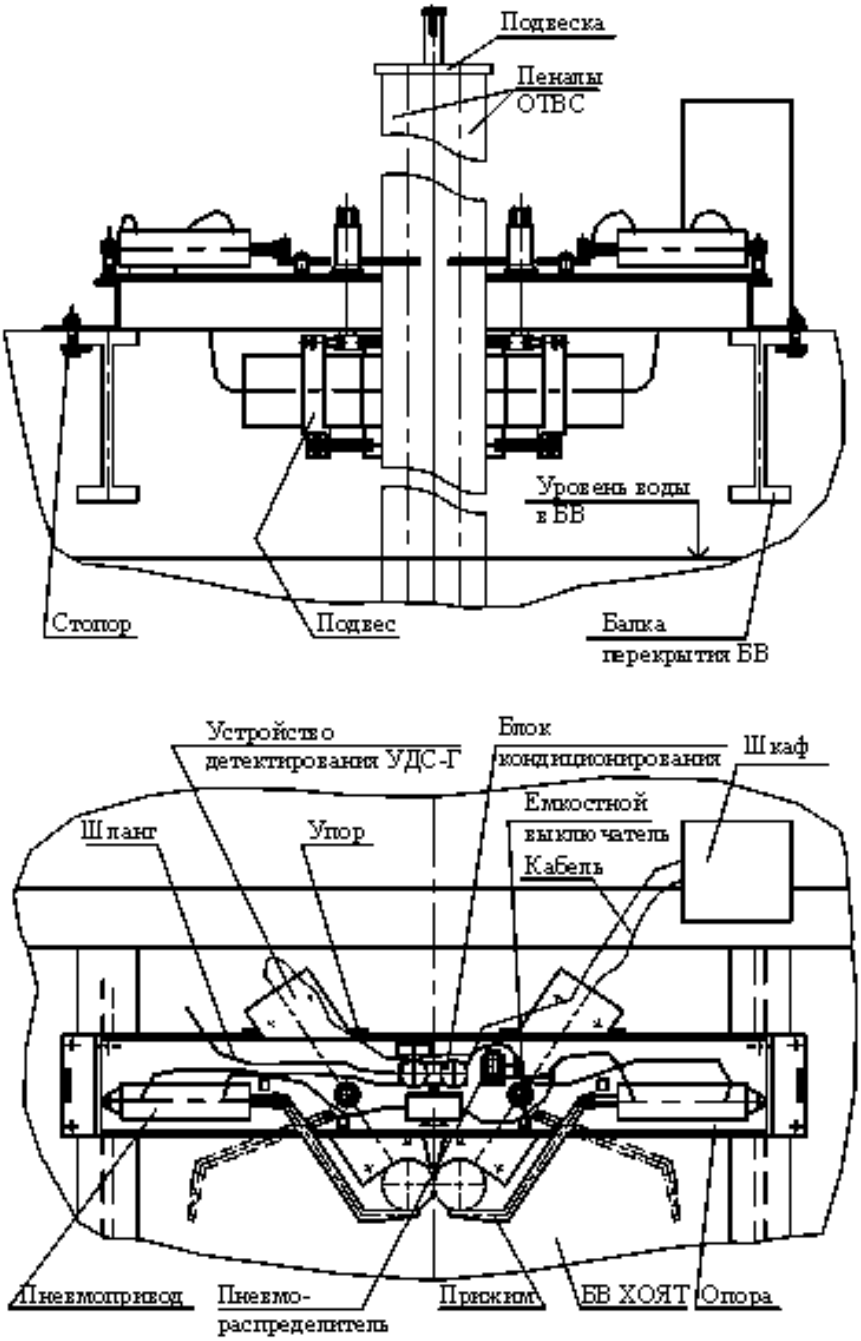


Рис. 1. Установка оперативного контроля герметичности ОТВС РБМК.

Вода в пеналах с ОТВС перед измерениями взбалтывается путем подачи в нижнюю часть пенала добавочной воды под давлением. После этой процедуры пеналы с ОТВС транспортируются к месту измерения, размещаются напротив коллиматоров установки и поднимаются высоту ~1м для проведения измерений, так чтобы напротив блоков детектирования гамма-излучения была вода в пеналах.

Градуировка каналов регистрации гамма-излучения необходима для определения коэффициента пропорциональности между скоростью набора импульсов в пике полного поглощения с энергией 662 кэВ в спектре гамма-излучения и удельной активностью воды по изотопу ^{137}Cs. Для градуировки используют вспомогательное устройство ВУ-2, содержащее воду с известной удельной активностью по изотопу ^{137}Cs. ВУ-2 идентично пеналу с ОТВС по диаметру и толщине стенки; длина устройства достаточна для перекрытия коллиматора по высоте. При градуировке устройство ВУ-2 размещают в том же месте, где будет размещен пенал с контролируемой ОТВС.

Удельная активность воды во вспомогательном устройстве ВУ-2 определяется с использованием спектрометра гамма-излучения на основе детектора из германия. Далее удельная активность корректируется с учетом распада изотопа ^{137}Cs.

Вспомогательное устройство ВУ-1 необходимо для корректного учета фона при измерениях спектров гамма-излучения от пеналов с ОТВС и от вспомогательного устройства ВУ-2. ВУ-1 имитирует ослабление фонового гамма-излучения пеналом с ОТВС. ВУ-1 идентично устройству ВУ-2, но заполняется неактивной водой.

Удельную активность воды в пенале с ОТВС по изотопу ^{137}Cs определяют по формуле:

$$A = A_г \times (S/S_г), \quad (1)$$

где A – удельная активность воды по изотопу ^{137}Cs в пенале с ОТВС, Ки/л; $A_г$ – удельная активность воды по изотопу ^{137}Cs в ВУ-2; S – скорость счета импульсов в пике полного поглощения с энергией 662 кэВ в спектре, измеренном от пенала с ОТВС, с вычетом фонового спектра; $S_г$ – скорость счета импульсов в пике полного поглощения с энергией 662 кэВ в спектре, измеренном от вспомогательного устройства ВУ-2, с вычетом фонового спектра.

Полученную активность воды по изотопу ^{137}Cs сравнивают с принятым критерием герметичности (на сегодняшний день – 10^{-4} Ки/л). Если измеренная удельная активность превышает критерий, ОТВС считается негерметичной.

Управление установкой измерения и обработку результатов производят с использованием компьютерной программы GERM.

Испытания макета установки на ЛЕНАЭС

В 2011 году на ЛЕНАЭС поводились испытания макета установки оперативного контроля герметичности ОТВС РБМК-1000. Задачи испытаний:

- проверка диапазона работы установки прибора по удельной активности;
- отработка режимов измерений в условиях БВ ХОЯТ;
- тестирования программного модуля, отвечающего за управление процессом измерения;
- сравнение с результатами пробоотбора.

В качестве блока детектирования гамма-излучения использовалась устройство детектирования сцинтилляционное УДС-Г. Для проведения измерений пенал с ОТВС размещался вплотную перед коллиматором и приподнимался над плитным настилом на ~1.5 м для обеспечения превышения уровня воды в пенале с ОТВС над устройством детектирования (см. рисунок 2).

Типичный спектр гамма-излучения воды в пенале приведен на рисунке 3. Результаты измерений объемной активности воды по изотопу Cs-137 в пеналах с ОТВС в сравнении с результатами пробоотборной методики приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты измерений объемной активности воды по изотопу Cs-137 в пеналах с ОТВС

№	Номер пенала с ОТВС	Активность воды, измеренная пробоотборным методом (2006 г.), Ки/л	Активность воды, измеренная с использованием установки УОКГ, приведенная к 2006 году, Ки/л	Отношение активностей
1	1284	$1,20\times10^{-3}$	$1,20\times10^{-3}$	1,00
2	472	$1,89\times10^{-3}$	$1,55\times10^{-3}$	0,82
3	4327	$1,80\times10^{-2}$	$1,08\times10^{-2}$	0,60
4	55946	$2,78\times10^{-3}$	$2,35\times10^{-3}$	0,85
5	55905	$2,31\times10^{-3}$	$2,00\times10^{-3}$	0,87
6	911		$2,51\times10^{-5}$	
7	1888		$7,09\times10^{-5}$	
8	4647		$1,18\times10^{-4}$	
9	2654		$1,20\times10^{-4}$	
10	627		$1,37\times10^{-3}$	
11	1284*	$1,20\times10^{-3}$	$1,38\times10^{-3}$	1,15

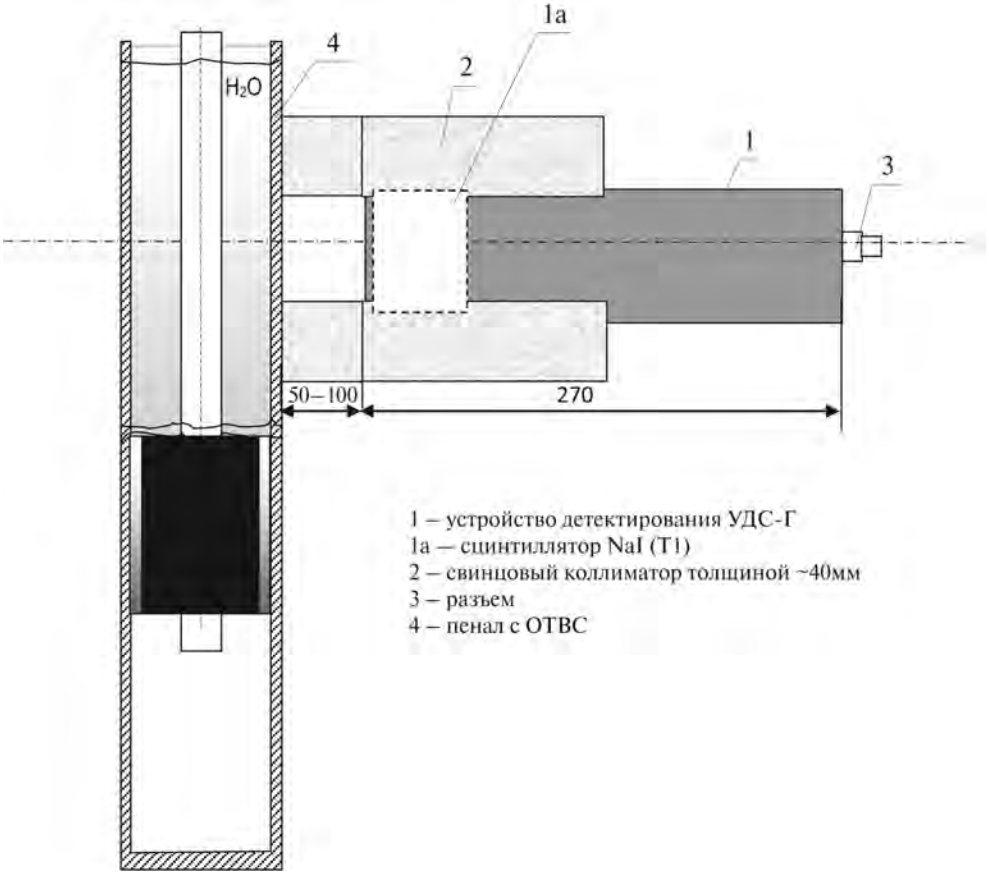


Рис. 2. Схема размещения оборудования при измерениях удельной активности воды в пенале с ОТВС.

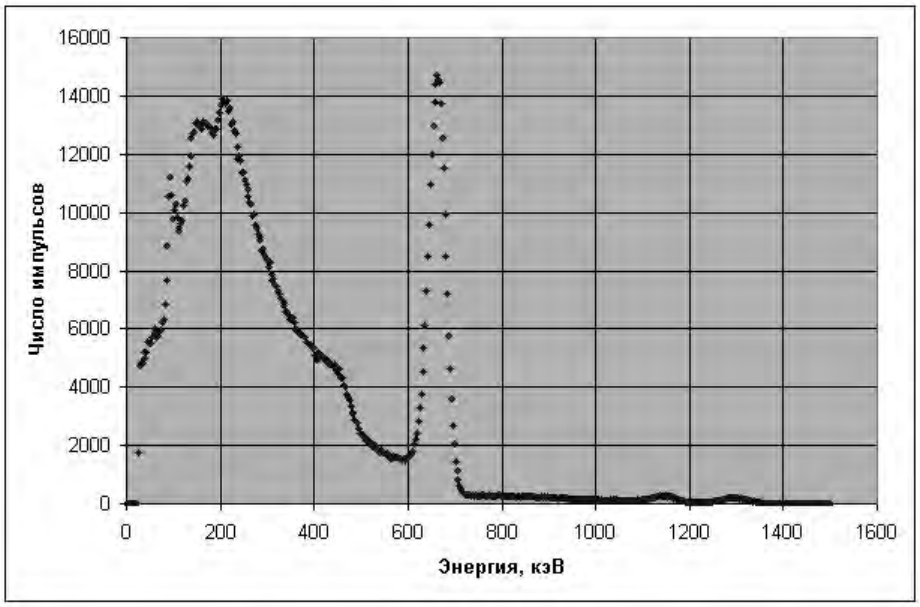


Рис. 3. Спектр гамма-излучения воды в пенале с ОТВС № 1- 20 – 3143.

Как следует из таблицы 1, значения удельной активности воды в пенале с ОТВС, полученные с использованием традиционной пробоотборной методики и методом прямых спектрометрических измерений, различаются, как правило, не более чем в 1,5 раза, Такое различие может быть вызвано следующими обстоятельствами. Активность воды, полученная пробоотборным методом была выполнена в 2006 г. За время, прошедшее до измерений в 2011г, взвесь, содержащая активные частицы ^{137}Cs, отложилась в нижней части пенала. Вода в пенале перед измерениями не взбалтывалась (путем подачи в нижнюю часть пенала добавочной воды под давлением). Кроме того, повторных измерений активности воды пробоотборным методом в исследованных пеналах с ОТВС не проводилось.

Выводы

1 Предложенная методика и установка контроля герметичности ОТВС РБМК-1000 позволяет оперативно (в течение 5–10 минут) производить измерения удельной активности воды одновременно в двух пеналах с ОТВС, сравнивать полученные данные с установленным критерием и таким образом разделять ОТВС на герметичные и негерметичные. Установка имеет два блока детектирования и размещается на пути следования ОТВС к месту разделки, в связи с чем, для измерений не требуется дополнительных перемещений и распаковки пары ОТВС.

2 В ходе испытаний макета установки контроля герметичности ОТВС РБМК-1000 на ЛЕНАЭС был проверен диапазон работы установки по удельной активности, отработаны режимы измерений в условиях БВ ХОЯТ, протестировано программное обеспечение. Различия между значениями удельной активности воды в пенале с ОТВС, полученными с использованием традиционной пробоотборной методики и методом прямых спектрометрических измерений, могут быть объяснены отсутствием необходимой подготовки пеналов с ОТВС к измерениям (взбалтывание воды).

3 Для внедрения установки в БВ ХОЯТ необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разработать РКД на установку и изготовить опытно - промышленный образец;
- провести измерения активности воды в расширенном диапазоне значений активности с необходимой подготовкой пеналов и сравнения с результатами, полученными с использованием пробоотборной методики;
- на основе испытаний провести метрологическую аттестацию методики измерений (МИ) удельной активности воды в пеналах с ОТВС с помощью установки оперативного контроля герметичности с внесением в Федеральный реестр МИ;
- провести государственные испытания установки с целью ее внесения в Государственный реестр средств измерений;
- провести необходимые мероприятия для ввода установки в промышленную эксплуатацию.

ТРАНСПОРТНЫЙ УПАКОВОЧНЫЙ КОМПЛЕКТ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ОЯТ ВВЭР-1000 С ПОВЫШЕННЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

Гуськов В.Д., Коротков Г.В., Амелин А.М., Воронцов В.В., Ходасевич К.Б., Пономарев А.Н.

ОАО «Конструкторское бюро специального машиностроения»

Создание нового транспортного упаковочного комплекта для хранения и транспортирования отработавшего ядерного топлива реакторов ВВЭР-1000/1200, отвечающего всем современным нормам Российской Федерации по безопасности и рекомендациям МАГАТЭ, экономичного и конкурентоспособного, учитывающего перспективы развития атомной энергетики является одной из приоритетных задач, стоящих перед Госкорпорацией «Росатом» в рамках выполнения федеральной целевой программы по обеспечению ядерной и радиационной безопасности.

Существующая система обращения с ОЯТ реакторов ВВЭР-1000 включает в себя промежуточное хранение ОТВС в приректорных бассейнах выдержки на АЭС, а также транспортирование ОТВС с АЭС в хранилище «мокрого» типа на ГХК и хранение ОТВС на ГХК до переработки.

В настоящее время ОЯТ ВВЭР-1000 на хранение в хранилище ГХК поступает с 4-х российских АЭС (Балаковской, Калининской, Ростовской, Нововоронежской).

В процессе строительства находятся еще три российских АЭС (Ленинградская-2, Нововоронежская-2, Балтийская) с реакторами ВВЭР-1200, в перспективе для которых также требуется создание системы обращения с ОЯТ.

Доставка ОЯТ реакторов ВВЭР-1000 с АЭС на ГХК осуществляется с использованием ТУК-10В, ТУК-13В и ТУК-13/1В, ОЯТ реактора ВВЭР-1000 5-ого энергоблока Нововоронежской АЭС – с использованием ТУК-10В-1.

Основные характеристики отечественных ТУК для транспортирования ОЯТ реакторов типа ВВЭР приведены в таблице.

Таблица. Основные характеристики отечественных ТУК

№ п/п	Характеристики	ТУК-10В	ТУК-13В, ТУК-13/1В
1.	Вместимость: – кол-во ТВС – тU	6 (ВВЭР-1000) 2,400	12 (ВВЭР-1000) 4,805
2.	Длина (высота), м	6,130	6,035
3.	Длина полости, м	5,065	4,955
4.	Диаметр наружный, м	2,000	2,295
5.	Диаметр полости, м	1,000	1,32
6.	Масса с ОЯТ, т	94,4	113,0
7.	Выгорание топлива, ГВтсут/тU	50,0	50,0
8.	Отводимая тепловая нагрузка ($Q_{ост}$), кВт	13,0	20,0
9.	Теплоноситель в контейнере	газ	газ
10.	Охлаждение	естественное	естественное
11.	Материал корпуса (γ-защита)	углеродистая сталь	низколигированная сталь 06Н2Н (ТУК-13В) нержавеющая сталь 12Х18Н10Т (ТУК-13/1В)
12.	Нейтронная защита	антифриз	антифриз
13.	Тип амортизаторов	стальные ребра	стальные ребра
14.	Транспортное средство	ж/д вагон ТК-ВГ-10	ж/д вагон ТК-ВГ-13

Существенным недостатком всех использующихся в настоящее время в России ТУК для перевозки ОЯТ АЭС с реакторами типа ВВЭР является их малая вместимость, и, как следствие, весьма значительные затраты на транспортирование, определяемые количеством перевозок и большой протяженностью маршрутов перевозки. В настоящее время возможность снижения удельных затрат на перевозку ОЯТ АЭС за счет увеличения количества вагонов в составе спецэшелона ограничена восемью вагонами исходя из допустимой массы спецэшелона – 2000 т.

Конструкция упаковочных комплектов ТУК-10В не обеспечивает безопасность при обращении с ОЯТ, в первую очередь, из-за использования общепромышленной стали марки 20, склонной к хрупкому разрушению при низких температурах.

Вторым существенным недостатком вышеуказанных ТУК является их физический износ, вызванный длительной эксплуатацией и требующий, поэтому, усиленного внимания к ним в процессе транспортирования.

Разработанные в России упаковочные комплекты ТУК-13В,ТУК-13/1В, предназначаемые для вывоза ОЯТ реакторов типа ВВЭР-1000, также имеют ряд существенных недостатков. Так, контейнеры ТУК-13В и ТУК-13/1В (также как ТУК-10В) имеют жидкую нейтронную защиту в виде водного раствора этиленгликоля, которая может быть утрачена при аварии, если происходит прокол наружной стальной оболочки корпуса. Использование ранее изготовленных упаковочных комплектов с жидкой нейтронной защиты не запрещено Российскими правилами НП-053 и рекомендациями МАГАТЭ, если уровень излучения от упаковки не превысит в аварийных условиях установленной величины. Однако конечная вероятность утраты жидкой нейтронной защиты существует даже в нормальных условиях эксплуатации упаковки.

Отсутствие в чехлах ТУК элементов, обеспечивающих интенсификацию теплопередачи в полости контейнера, приводит к тому, что суммарное тепловыделение ОТВС в ТУК-13В и ТУК-13/1В не может превышать 20 кВт. Так, результаты испытания контейнера ТК-13 на Южно-Украинской АЭС показали, что при суммарном тепловыделении 12 ОТВС соответствующем 20,76 кВт, максимальные температуры оболочек ТВС в режиме транспортирования и хранения превышают допустимое значение (350 °С).

К недостаткам отечественных упаковочных комплектов можно отнести и то обстоятельство, что при их разработке и принятии в эксплуатацию не проводились испытания на соответствие упаковки требованиям безопасности.

Эксплуатируемые упаковочные комплекты ТУК-13В и ТУК-13/1В имеют одну крышку, герметизирующую полость контейнера, т.е. один барьер герметичности, что не отвечает современным требованиям нормативных документов и исключает возможность их использования для временного хранения ОЯТ. Кроме того, глубина выгорания топлива в ОТВС ВВЭР-1000, разрешенных к перевозке в данных контейнерах, составляет не более 50 ГВт·сут./тU.

В настоящее время на АЭС с реакторами ВВЭР-1000 внедряются новые ТВС ВВЭР-1000: ТВС А, ТВС-2 и др. Отработавшие ТВС новых модификаций характеризуются более «жесткими» параметрами, по сравнению с ТВС, на перевозку которых рассчитаны ТУК-10В, ТУК-13В и ТУК-13/1В. В связи с этим возникают проблемы по обеспечению требований по герметичности, тепловым режимам, ядерной и радиационной безопасности.

При разработке нового контейнера была рассмотрена также возможность использования для России существующих и находящихся в разработке зарубежных упаковочных комплектов.

Проведенный анализ зарубежных упаковочных комплектов показал нецелесообразность их использования для России как по техническим причинам (не обеспечивается безопасность эксплуатации при низких температурах, характерных для регионов Рос-

сии, невозможность вписывания в существующую транспортно-технологическую схему обращения с ОЯТ на АЭС, заводе по переработке ОЯТ ФГУП «ПО «Маяк» и централизованном ХОЯТ на ГХК и др.), так и по организационным и технико-экономическим причинам (необходимость сертификации зарубежных ТУК в России в соответствии с Российскими нормами и правилами, экономическая нецелесообразность загрузки иностранных фирм при существующей возможности организовать эту работу на российских предприятиях и др.).

Таким образом, необходимость создания нового современного отечественного ТУК для транспортирования и хранения ОЯТ реакторов ВВЭР-1000/1200 как эксплуатирующихся, так и нового поколения очевидна. Закладываемые конструктивные особенности нового ТУК должны стать основой для создания нового семейства ТУК, при этом при разработке все решения по обращению нового ТУК должны быть максимально унифицированы с решениями для существующих ТУК.

Разработка нового транспортно-упаковочного контейнера для хранения и транспортирования ОЯТ ВВВЭР-1000/1200 выполнена ОАО «КБСМ» на конкурсной основе по заказу Минобрнауки РФ в соответствии с ТЗ и контрактом с Петрозаводским Государственным университетом применительно к изготовлению на Петрозаводском машиностроительном заводе. Серийное изготовление ТУК ВВЭР-1000/1200 возможно на других машиностроительных заводах РФ, обладающих производством для изготовления литейных корпусов контейнера из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом. Новому транспортно-упаковочному комплекту присвоен индекс ТУК-146.

По своему схемно-конструктивному решению, массово-габаритным характеристикам и всем решениям, обеспечивающим его радиационную защиту, ядерную безопасность, прочность, герметичность и другим параметрам ТУК-146 является принципиально новой разработкой. Главное его отличие от существующих российских контейнеров для транспортирования ОТВС ВВЭР-1000 заключается в следующем:

- повышение вместимости по топливу до 18 ОТВС;
- использование в качестве силового корпуса контейнера высокопрочного чугуна с шаровидным графитом массой порядка 70 т;
- применение в качестве нейтронной защиты твердого композиционного материала с большим содержанием водорода;
- применение борированного алюминия для обеспечения ядерной безопасности контейнера;
- применение эффективной схемы теплоотвода;
- применение новой технологии антикоррозионной защиты чугунного корпуса контейнера и ряд других решений.

Совокупность конструктивных решений, принятых для ТУК-146, обеспечивает его высокую безопасность, в том числе при загрузке в контейнер перспективного ОЯТ ВВЭР-1000/1200.

Разработка ТУК-146 выполнена на следующие характеристики ОЯТ:

- начальное обогащение топлива в ТВС по урану 235 не более 5,0 %;
- глубина выгорания топлива 70 ГВт·сут./тU;
- максимальная мощность остаточного энерговыделения порядка 35 КВт;
- время выдержки ОТВС после выгрузки из реактора не менее 5 лет.

Достигнутые результаты в отечественной металлургии и имеющийся зарубежный опыт показали, что в настоящее время одним из экономически выгодных решений является создание контейнера на основе высокопрочного чугуна с шаровидным графитом, производство которого в России при научном сопровождении ГНЦ РФ ОАО «НПО «ЦНИИ ТМАШ» освоено на ЗАО «Петрозаводскмаш», где был накоплен большой опыт по созданию технологии производства и контроля качества чугунного контейнера.

Основным содержанием работ по созданию корпуса контейнера ТУК-146 из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом явилось обоснование возможности создания конструкции корпуса с толщиной стенки до 250 мм массой порядка 70 т (в обработанном виде), разработка технологии отливки корпуса с гарантированным получением однородной структуры по всему объему (высоте и поперечным сечениям) и физико-механических характеристик, определяющих прочность корпуса при всех условиях эксплуатации, в том числе при отрицательной температуре до минус 40 С.

Проведенные совместно с ОАО «ЦНИИТМАШ» и ЗАО «Петрозаводскмаш» проработки и исследования позволили реализовать следующие физико-механические характеристики чугунного корпуса:

- условный предел текучести $\sigma_{0,2} \geqslant 210$ МПа;
- предел прочности при растяжении $\sigma_{в} \geqslant 300$ МПа;
- относительное удлинение:
  - на внутренней поверхности корпуса $\delta \geqslant 6\%$;
  - на наружной поверхности корпуса $\delta \geqslant 12\%$;
- вязкость разрушения $K_c \geqslant 50$ МПа·$М^{1/2}$ при температуре минус 40 °С.

Проведенное в процессе разработки нового контейнера исследование различных вариантов нейтронной защиты и их сравнительный анализ по критериям эффективности, технологичности изготовления на заводе, стоимости материала, стабильности в течение 50 лет и другим требованиям ТЗ показал, что наилучшими характеристиками обладает нейтронная защита на основе специального композита с минеральными вяжущими (КМВ НЗ), включающего целый ряд добавок для придания композиту требуемых свойств.

Использование КМВ НЗ в качестве нейтронной защиты позволило обеспечить следующие эффективные свойства:

- высокая плотность атомов водорода;
- высокая теплопроводность $\geqslant 2$ Вт/м·град, существенно превышающая теплопроводность силоксанового каучука;
- коэффициент теплового расширения, близкий к коэффициенту теплового расширения стали и чугуна;
- высокая радиационная и термическая стойкость;
- высокая прочность на сжатие;
- практически безусадочность;
- высокая подвижность, обеспечивающая гарантированное беззазорное заполнение конструктивного объема контейнера, предназначенного для установки нейтронной защиты;
- низкая стоимость.

Одновременно с обеспечением нейтронной защиты КМВ НЗ эффективно участвует в защите от гамма-излучений.

Схемно-конструктивное решение нейтронной защиты во многом определяет конструктивный облик контейнера в целом.

В мировой и отечественной практике известны два наиболее характерных решения:

- в корпусе контейнера высверливается целый ряд глубоких глухих каналов диаметром ⩾70 мм по всей высоте корпуса, заполненных материалом нейтронной защиты;
- нейтронная защита располагается между корпусом контейнера и его наружной оболочкой.
- Первый вариант требует оснащения завода специальными станками глубокого сверления.
- Кроме того, как показывают расчеты, количество таких каналов применительно к ОЯТ ВВЭР-1000/1200 намного превышает возможности их размещения по периметру (поперечному сечению) корпуса, практически перерезая его, что резко ослабляет защиту от гамма-излучения и снижает прочность корпуса, или требуется увеличение толщины отливки до 500 мм и соответственно ее массы.

В связи с этим разработка конструктивного решения нейтронной защиты была выполнена по второму варианту.

Важнейшим критерием безопасности ТУК является его ядерная безопасность, которая должна соответствовать нормам и правилам нормативных документов России и рекомендациям МАГАТЭ. Достигается ядерная безопасность дистанционированием ТВС в чехле (дистанционирующей решетке) и наличием специальных нейтронных ловушек в конструкции, включающих карбид бора.

Одновременно конструкция дистанционирующей решетки, загруженной ОТВС, должна обеспечивать эффективный теплоотвод от ОТВС к корпусу контейнера.

Анализ состояния применяемых в отечественной и зарубежной практике технических решений по обеспечению ядерной безопасности контейнеров показал, что оптимальным решением для ОЯТ ВВЭР-1000/1200 является использование дистанционирующей решетки, выполненной в виде стальной оболочки с размещенным внутри нее набором шестигранных стальных труб, загруженных ОТВС, при этом пространство между трубами заполнено алюминиевым боронаполненным композитным материалом (АБКМ).

Основные свойства борированного алюминия, реализованные в проекте ТУК-146, обеспечивают:

- технологию получения АБКМ с содержанием бора естественного до 25 % весовых;
- высокую теплопроводность в диапазоне температуры 0...300 °С, обеспечивающую эффективный отвод тепла от ОТВС;
- физико-механические характеристики (предел текучести и прочности, относительное удлинение при растяжении), гарантирующие целостность и стабильность свойств АБКМ в условиях эксплуатации ТУК;
- возможность изготовления на российских предприятиях.

Рост суммарного тепловыделения ОТВС реакторов ВВЭР-1000/1200, размещаемых в контейнере, потребовал комплексного решения проблемы отвода тепла от ОТВС к наружной поверхности контейнера, в том числе при пожаре. При этом в соответствии с ТЗ, температура оболочки ТВЭЛ не должна превышать 350 °С при длительном хранении, а наружной поверхности ТУК – не более 85 °С.

Поэтому важнейшим показателем эффективности конструктивного решения ТУК ВВЭР-1000/1200 является достаточность площади теплосъема остаточных тепловыделений ОЯТ.

Реализация этого условия достигнута за счет комплексного решения, предусматривающего:

- создание ребристой наружной поверхности контейнера, что позволяет увеличить теплоотвод, по сравнению с гладкой поверхностью, примерно в 3,5 раза;
- создание теплоотвода непосредственно к наружной поверхности ТУК за счет введения специальных теплопроводящих элементов;
- минимизацию зазоров в поперечном сечении ТУК (по цепочке «оболочка ТВЭЛ – гнезда дистанционирующей решетки – внутренний диаметр корпуса контейнера – теплопроводящие элементы – наружная оболочка контейнера»);
- применение материалов с высокой теплопроводностью.

Для антикоррозионной защиты поверхностей контейнера применено:

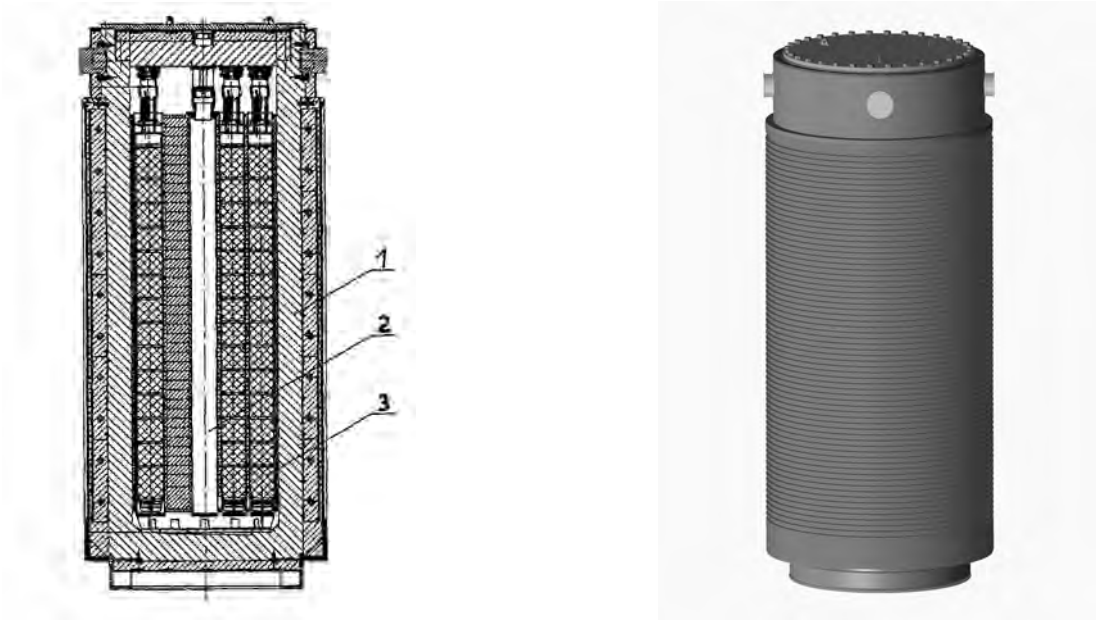


Рис. Упаковочный комплект хранения УКХ-146. 1 – контейнер; 2 – дистанционирующая решетка; 3 – ОТВС

- нанесение на внутреннюю поверхность чугунного корпуса порошка из нержавеющей стали методом холодного газодинамического напыления;
- облицовка наружной поверхности контейнера оболочкой из нержавеющей стали;
- изготовление наружной и внутренней крышек контейнера с учетом условий их эксплуатации (водная среда бассейнов, дезактивирующие растворы при многократной дезактивации) из нержавеющей стали.

Общий вид УКХ-146 представлен на рис.

Литература:

Транспортный упаковочный комплект для транспортирования и хранения ОЯТ реакторов ВВЭР-1000 ТУК-146, Технический проект, ОАО «КБСМ», 2011 г.

Стандарт отрасли Отработавшие тепловыделяющие сборки энергетических реакторов. Сухое хранение ОТВС РБМК-1000 и ВВЭР-1000. Технические требования ОСТ 95 10585-2003.

Технические условия на композиционный материал на основе минеральных вяжущих для нейтронной защиты (КМВ НЗ) в составе ТУК, ТУ 5789-051-91957749-2011.

СПОТ БАССЕЙНА ВЫДЕРЖКИ ОЯТ

Свириденко И.И., Шевелев Д.В., Власенко Н.И.

ОП НТЦ НАЭК «Энергоатом», г. Севастополь, г. Киев

Введение

Одной из наиболее опасных запроектных аварий (ЗПА) АЭС является полное длительное обесточивание с потерей аварийных источников электроснабжения. Потеря всех аварийных источников электроэнергии на АЭС «Фукусима-1» из-за воздействия цунами, вызванного землетрясением 11 марта 2011 г., привела к нарушению отвода остаточных тепловыделений ядерного топлива в активных зонах реакторов, а также отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) в прireакторных бассейнах выдержки (БВ). Перегрев, испарение и, связанная с этим потеря теплоносителя в активных зонах и воды, охлаждающей БВ, привели к перегреву и повреждению ядерного топлива, а в активных зонах – к его плавлению. Пароциркониевая реакция, сопровождающая кипение воды на поверхности циркониевых оболочек ТВЭЛ, стала причиной образования и накопления водорода с последующим его взрывом и пожарами. Причем, приоритетом в борьбе с последствиями этой аварии стала ситуация именно в бассейнах выдержки ОЯТ.

На эксплуатируемых сегодня АЭС с ВВЭР-1000, а также в эволюционных проектах РУ с ВВЭР технических средств для предотвращения повреждение ОЯТ в БВ в условиях полного длительного обесточивания, не предусмотрено. Поэтому актуальной является задача создания системы пассивного отвода остаточных тепловыделений (СПОТ) ОЯТ в БВ и внедрение ее на действующих энергоблоках АЭС, а также в проектах перспективных РУ.

Схема, принцип работы и компоновка СПОТ БВ

Для решения указанной задачи предлагается схема СПОТ БВ с использованием испарительно-конденсационных устройств замкнутого типа – низкотемпературных кольцевых двухфазных термосифонов (ДТС). ДТС за счет переноса скрытой теплоты парообразования своего промежуточного теплоносителя, обеспечивает эффективный теплоперенос от БВ конечному поглотителю. Испаритель кольцевого ДТС размещается в БВ, конденсатор – выводится за пределы гермообъемаи. Испаритель и конденсатор связаны между собой транспортными паровым и конденсатным трубопроводами (рис. 1, а).

Остаточные тепловыделения от ОЯТ отводятся водой бассейна при естественной конвекции. Теплота от воды БВ передается наружной поверхности испарителей ДТС 4, а от нее – промежуточному теплоносителю ДТС. За счет внешнего подвода теплоты промежуточный теплоноситель ДТС испаряется, пар через сборный коллектор 5 поступает в паровой трубопровод 6, который через гермопроходки 12 выводится за пределы гермооболочки 13 реакторного отделения и соединяется с конденсатором ДТС 7. Конденсатор 7 охлаждается потоком атмосферного воздуха 9, при этом пар в конденсаторе конденсируется и по конденсатному трубопроводу 10 и раздающему коллектору 11 за счет массовых сил возвращается в испаритель 4.

Все элементы испарителя кольцевого ДТС выполнены из труб и располагаются в зазоре между стеной БВ и шестигранными чехлами стеллажей. Испарители СПОТ практически не отбирают полезного объема отсеков бассейна, а значит, не снижают количество размещаемых в нем ОТВС.

Теплоотводящая способность СПОТ БВ рассчитывается таким образом, чтобы при максимальной загрузке ОЯТ, включая аварийную выгрузку активной зоны в момент, близкий к концу кампании, не допустить кипения воды в бассейне (при температуре окружающего воздуха до +40 ºС). При этом, независимо от продолжительности обесточивания, ОТВС в БВ остаются под уровнем воды, что обеспечит их надежное охлаждение и предотвратит повреждение ТВЭЛ.

Кроме того, являясь автономными замкнутыми устройствами теплоотвода, ДТС надежно разделяют БВ и конечный поглотитель, что обеспечивает радиационную безопасность в аварийной ситуации. СПОТ БВ для повышения надежности работы состоит из автономных секций (рис. 2).

Рассматриваются два варианта исполнения термосифона (ТС): с вертикальной или горизонтальной ориентация труб его испарительного участка. В качестве промежуточного теплоносителя ДТС может использоваться вода или жидкости с пониженной температурой замерзания. Использование последних позволит предотвратить замерзание промежуточного теплоносителя СПОТ в условиях низких температур окружающего воздуха. Наряду с атмосферным воздухом в качестве конечного поглотителя СПОТ БВ может использоваться вода (рис. 1, б). При этом конечный поглотитель размещается в баке аварийного отвода теплоты (БАОТ). Такое техническое решение перспективно при реализации СПОТ БВ совместно с СПОТ РУ, для которой конечным поглотителем является вода в БАОТ. Причем, постоянный сброс теплоты от БВ ОЯТ исключает необходимость в системе тепловой защиты БАОТ от замерзания в условиях низкой температуры в зимний период.

Перед заполнением промежуточным теплоносителем кольцевой термосифон вакуумируется для удаления неконденсируемых газов. При возможных течах промконтура это исключает выход радионуклидов в атмосферу, а также попадание чистого конденсата в БВ с ОЯТ, что предотвращает развитие реактивностных аварий. При обнаружении течи (например, по факту ухуд-

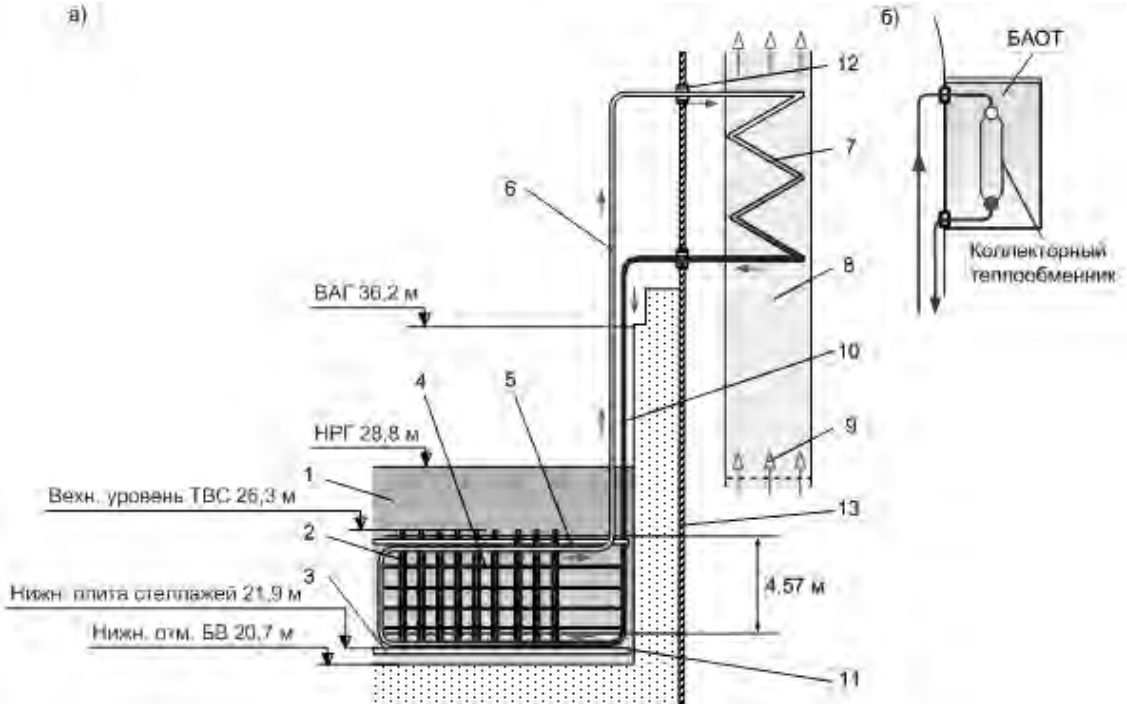


Рис. 1. Схема автономной секции СПОТ БВ на основе кольцевого ДТС – (а): 1 – бассейн выдержки ОЯТ; 2 – тепловыделяющие сборки ОЯТ; 3 – стеллажи; 4 – испарители ДТС; 5 – сборный коллектор; 6 – паровой трубопровод ДТС; 7 – конденсатор ДТС; 8 – воздушный канал; 9 – поток охлаждающего атмосферного воздуха; 10 – конденсатный трубопровод ДТС; 11– раздающий коллектор; 12 – гермопроходка; 13 – гермооболочка; вариант СПОТ БВ с БАОТ – (б)

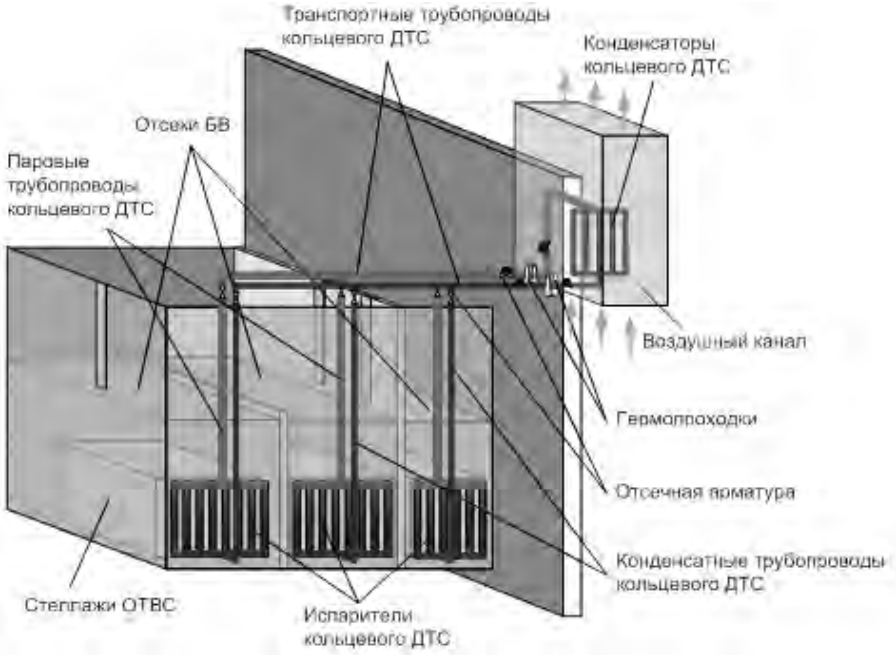


Рис. 2. Схема автономной секции СПОТ БВ ОЯТ

шения вакуума в контуре ДТС), в условиях нормальной эксплуатации персонал имеет возможность выявить и локализовать (отсечь от общего контура) поврежденную теплообменную секцию. Поскольку теплообменная поверхность выбирается избыточной по отношению к максимально возможной тепловой нагрузке на каждый отсек БВ, система при этом продолжает выполнять функцию теплоотвода в полном объеме.

Схема расположения элементов СПОТ БВ в реакторном отделении АЭС с ВВЭР-1000 изображена на рис. 3. Для вывода транспортных трубопроводов через гермооболочку в существующих РУ с ВВЭР-1000 предлагается использовать две из имеющихся шести гермопроходок Dy 1600 мм системы вентиляции реакторного отделения. На плане реакторного отделения место расположения указанных гермопроходок обозначено позицией «В». В новых проектах РУ с ВВЭР для вывода транспортных трубопроводов кольцевого ДТС необходимо предусмотреть дополнительные гермопроходки.

Расчетная модель и характеристики термосифонного контура СПОТ БВ

Расчетное моделирование СПОТ БВ выполнено с использованием теплогидравлического кода RELAP5/MOD3.4.

При моделировании рассматривался двухфазный контур, состоящий из испарительного и конденсационного участков (теплообменники в БВ и за пределами ГО, соответственно) и двух транспортный участков – паропровод от испарителя к конденсатору и возвратный трубопровод конденсата. Разность высотных отметок испарителя и конденсатора принята равной 15 м, что соответствует реальной компоновке СПОТ БВ в составе реакторного отделения энергоблока с ВВЭР-1000. Упрощенная нодализационная схема модели кольцевого ДТС представлена на рис. 4.

В качестве испарителя рассматривалась одна теплообменная трубка 16×1,5 мм длиной 2,5 м, расположенная почти горизонтально, с уклоном 5 градусов. Оптимальная величина уклона определялась на этапе предварительного моделирования с целью обеспечения максимальной эффективности испарителя по уровню отводимой мощности.

Результаты расчетного моделирования показали, что, при использовании воды в качестве теплоносителя ДТС и относительно низких температурах в БВ, горизонтальная трубчатка испарителя по эффективности более чем вдвое превосходит теплообменник с вертикально расположенными теплообменными трубками аналогичных размеров. Это связано с тем, что из-за низкого давления насыщения паров воды при температурах +(50...80) ºС и ниже, в вертикальной трубке зона кипения ограничена по высоте гидростатическим давлением столба жидкости. Соответственно, в области недогрева (нижняя часть трубчатки) коэффициент теплоотдачи от внутренней стенки трубки к теплоносителю ДТС оказывается существенно ниже (~10^3 вместо ~10^4 Вт/м^2×К в режиме кипения), что при неизменном температурном напоре приводит к снижению отводимой мощности.

Длина теплообменной трубки испарителя выбрана из условия размещения 2-х одинаковых теплообменных секций вдоль одной стенки отсека БВ. Всего в трех отсеках БВ размещаются 12 секций ДТС. При этом, раздаточный коллектор конденсата и сборный коллектор влажного пара должны располагаться вертикально между нижней и верхней несущими плитами стеллажа ОТВС.

Конденсатор в расчетной модели также представлял собой одну теплообменную трубку аналогичных размеров.

При моделировании термосифонного контура СПОТ были заданы граничные условия 3-го рода на внешней

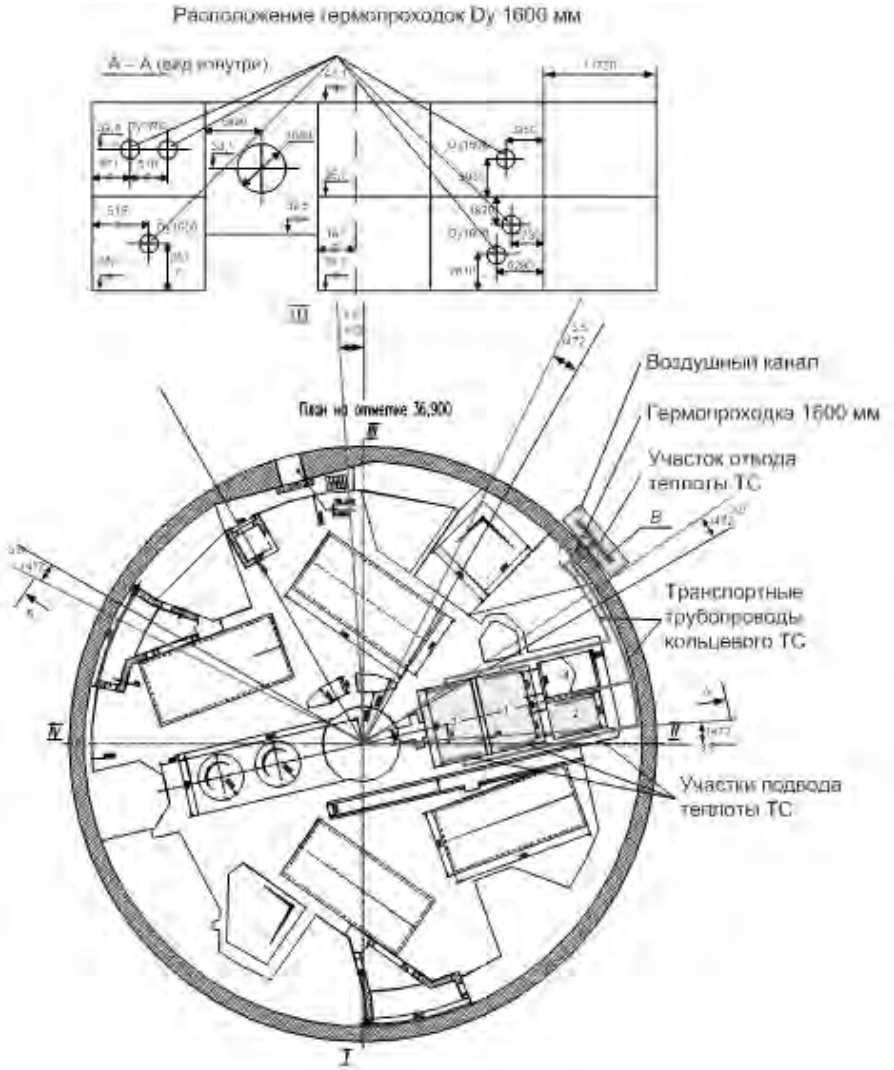


Рис. 3. Расположение элементов СПОТ БВ ОЯТ в реакторном отделении АЭС с ВВЭР-1000

поверхности испарительной и конденсационной трубок. Температура воды БВ вблизи внешней поверхности была принята равной +90 ºС. По условию поставленной задачи это соответствует максимально допустимой установившейся температуре воды в БВ при аварии с полным длительным обесточиванием.

Коэффициент теплоотдачи a_1 для внешней поверхности принят равным 500 Вт/(м²×К), что является умеренно-консервативно заниженной оценкой при поперечном обтекании трубного пучка однофазной жидкостью (водой) со скоростью ~0,1 м/с.

Значение скорости для условий конвективного обтекания трубчатки было, в свою очередь, получено при помощи кода MELCOR 1.8.5.

Эффективный коэффициент теплоотдачи с наружной поверхности трубки-конденсатора a_2 из соображений симметрии граничных условий, был также принят равным 500 Вт/(м²×К). Данная величина, при обдуве конденсатора воздухом в условиях естественной конвекции, вполне достижима при использовании трубчатки с развитой внешней поверхностью теплообмена (например, при наличии оребрения).

Кроме того, в реальных условиях конденсатор, расположенный вне гермообъема, практически не ограничен в габаритах и может быть набран из гораздо большего числа теплообменных трубок, чем испаритель. Это допускает соответствующее снижение коэффициента теплоотдачи a_2, компенсируемое увеличением теплообменной поверхности.

Температура окружающего воздуха в расчете составляла +40 ºС, что соответствует максимальной зарегистрированной в летнее время года для площадок АЭС Украины за весь период метеонаблюдений.

По длине испарительная и конденсационная трубки были разбиты на 20 расчетных участков. Это позволило достаточно точно учесть изменение паросодержания и режимов теплообмена стенки с теплоносителем внутри трубки в зависимости от координаты.

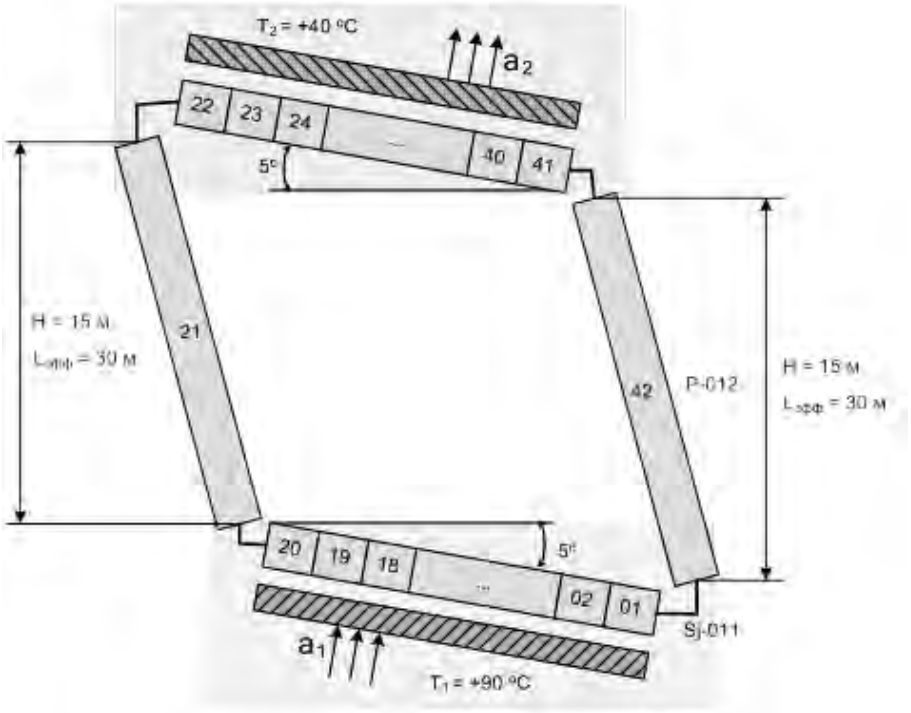


Рис. 4. Нодализационная схема термосифонного контура

Основные расчетные параметры в установившемся режиме приведены на графиках (рис. 5–9). Заполнение контура ДТС принималось таким, чтобы в установившемся режиме кипения (рис. 5) объем жидкой фазы в испарительной трубке составлял около 35 % ее объема (рис. 6).

Как показали предварительные расчеты, в диапазоне заполнения от 25 до 45 % эффективность испарителя максимальна и слабо зависит от изменения (флуктуаций) степени заполнения, которые характерны для режима кипения в ДТС.

Значение тепловой мощности, отводимой одной трубкой, составляет не менее 2,5 кВт (рис. 7). Таким образом, теплообменная секция испарителя, состоящая из ~1000 трубок, может отводить ~2,5 МВт остаточных энерговыделений в БВ.

При условии, что в каждом отсеке будет установлено по четыре таких секции и допущении отказа одной из них (например, изоляция от общего контура вследствие обнаруженной протечки), оставшиеся три способны, при наихудших граничных условиях, отвести не менее 7,5 МВт тепловой мощности от одного отсека БВ. Это с запасом перекрывает мощность энерговыделений аварийно выгруженной активной зоны (~5 МВт на один отсек БВ).

В целом СПОТ, при условии потери двух секций из 12, может отводить от БВ не менее 25 МВт. Это более чем вдвое превышает максимальную тепловую нагрузку на БВ, верхняя оценка для которой равна 12,1 МВт (с учетом суммарного энерговыделения ОЯТ предыдущих кампаний и аварийно выгруженной активной зоны). При условии же потери одного канала и дополнительно одной секции второго канала (что является маловероятным событием), мощность, отводимая от БВ оставшимися пятью секциями, составит не менее 12,5 МВт.

Поскольку температура пароводяной смеси в ДТС в течение всего времени остается менее +100 ºС, термосифонный контур СПОТ постоянно находится под разрежением, как по отношению к гермообъему и БВ, так и по отношению к окружающей среде (рис. 8, 9).

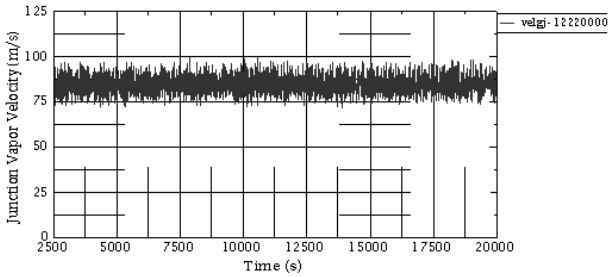


Рис. 5. Максимальная скорость пара на входе в трубку-конденсатор

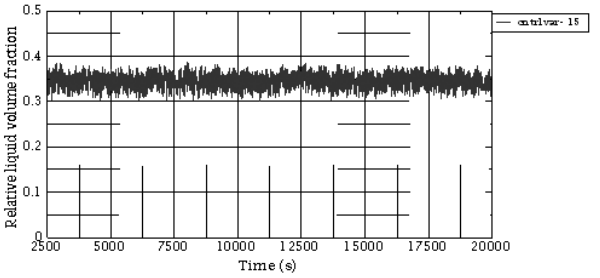


Рис. 6. Относительное заполнение испарительной трубки

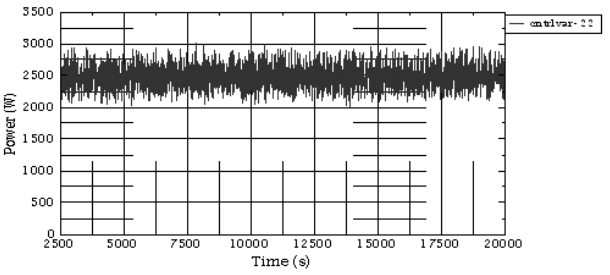


Рис. 7. Тепловая мощность, отводимая трубкой испарителя, Вт

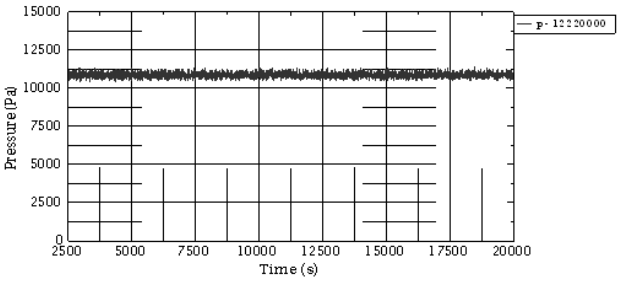


Рис. 8. Давление (абсолютное) на входе в конденсатор

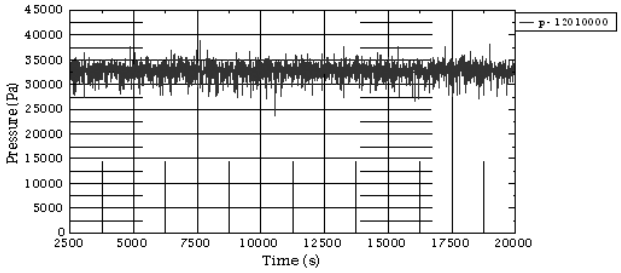


Рис. 9. Давление (абсолютное) на входе в испаритель

Таким образом, полученные расчетные характеристики подтверждают возможность обеспечения эффективного и безопасного теплоотвода от БВ ОЯТ двухфазным кольцевым термосифоном с водяным теплоносителем. Даже при незначительном температурном напоре между участками подвода и отвода теплоты, реализуемый в ДТС механизм теплопереноса обеспечит надежный отвод теплоты от БВ конечному поглотителю. Для выбора типа конечного поглотителя СПОТ – воды в БАОТ или атмосферного воздуха, необходимо проведение сравнительных исследований.

Выводы

1. Анализ возможных схемных решений системы пассивного отвода остаточных тепловыделений ОЯТ, их компоновки и полученные предварительные расчетные характеристики позволяют сделать вывод о возможности создания СПОТ БВ на основе кольцевых термосифонных контуров.

2. Использование термосифонного теплообменного оборудования позволяет, даже при малых температурных напорах, эффективно и безопасно отводить остаточные энерговыделения ОЯТ БВ конечному поглотителю.

3. Разработка и исследование характеристик СПОТ БВ требует создания полной расчетной модели и создания теплофизического стенда для определения удельных характеристик системы с последующей проверкой результатов на полномасштабном экспериментальном стенде.

4. Внедрение СПОТ БВ в состав систем безопасности РУ позволит исключить возможность повреждения ОЯТ в приректорных БВ в условиях запроектной аварии с полным длительного обесточиванием.

Секция 1. **Безопасная и эффективная эксплуатация АЭС России**

Радиационная безопасность, экология АЭС, противоаварийная готовность

НРБ-99/2009 И ОСПОРБ-99/2010 — ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ. В ПОИСКАХ ГРАНИЦ ОТНЕСЕНИЯ ОТХОДОВ К РАДИОАКТИВНЫМ ОТХОДАМ

Иванов Е.А.
ОАО «ВНИИАЭС»
Кочетков О.А., Серебряков Б.Е.
ФМБЦ им. А.И. Бурназяна ФМБА России

В соответствии со статьей 4 «Классификация радиоактивных отходов» Федерального закона [1] «Критерии отнесения твердых, жидких и газообразных отходов к радиоактивным отходам устанавливаются Правительством Российской Федерации».

При подготовке проекта Постановления Правительства Российской Федерации о классификации радиоактивных отходов (РАО) краеугольным камнем стал вопрос о критериях и численных границах отнесения отходов различного агрегатного состояния к РАО.

В настоящее время в рядах многочисленных участников дискуссии о будущих критериях отнесения отходов к твердым, жидким и газообразным РАО нет единства ни по одному из этих вопросов.

Такая ситуация связана с существенно различным отношением участников дискуссии, с одной стороны, к международным рекомендациям (МАГАТЭ, МКРЗ) и опыту ведущих индустриальных стран мира (США, Франция, Великобритания и др.), а с другой стороны, к особенностям российской системы правового регулирования отношений в области обращения с радиоактивными отходами, включающей уголовную ответственность за нарушение правил обращения с РАО [2].

В отечественных нормативно-правовых документах и в практике их применения численные значения границ отнесения отходов к РАО играют роль «священных чисел», тогда как в рекомендациях международных авторитетных организаций (МАГАТЭ, МКРЗ) такие границы являются лишь ориентирами, определенными с точностью до порядка величины, практическое применение которых направляется здравым смыслом и дифференцированным подходом [3-5]. В этом последнем случае принципиально важно определить только границу, выше которой отходы рассматриваются как РАО.

Принятая в России концепция «священных чисел» применительно к отнесению отходов к РАО, второстепенность здравого смысла, оценок безопасности (по отношению к «священным числам») и практически полное игнорирование дифференцированного подхода — существенные препятствия на пути гармонизации отечественного и рекомендуемого МАГАТЭ и МКРЗ подходов к обращению с РАО.

Система классификации твердых радиоактивных отходов (ТРО), представленная в Руководстве по безопасности МАГАТЭ [3], определяет диапазон всей деятельности по обращению с такими отходами, основанной на соображениях безопасности населения в долговременном плане.

В соответствии с документами МАГАТЭ [3-5] «радиоактивные отходы — это отходы, содержащие радионуклиды или загрязненные радионуклидами с концентрацией или активностью выше уровня освобождения от контроля, установленного регулирующим органом».

Согласно рекомендациям МАГАТЭ отходы, содержащие смесь радионуклидов искусственного происхождения, относятся к РАО если

$$J = \sum_i \frac{a_i}{\chi_i} > 1, \qquad (1)$$

где a_i — удельная активность радионуклида i в отходах, Бк/кг; χ_i — удельная активность радионуклида i в отходах, при непревышении которой они могут быть освобождены от регулирующего (радиационного) контроля, Бк/кг. Регулирующие требования не применяются к отходам, содержащим радионуклиды искусственного происхождения, если $J \le 1$.

В [5, 6] даны рекомендации по значениям величин χ_i для больших количеств твердого материала. Детали расчетов, которые позволили получить значения величин χ_i, приводятся в Докладе по безопасности [7].

В отдельных случаях, когда $a_i > \chi_i$, в соответствии с принципом оптимизации может быть принят дифференцированный подход, в рамках которого регулирующий орган может решить (когда это позволяет национальная регулирующая основа), что оптимальным вариантом является неприменение регулирующих требований к отходам, для которых значение величины J превышает единицу в несколько раз (например, до десяти раз) [6].

Для изъятия автоматически и без дальнейшего рассмотрения из-под регулирующего контроля «умеренных количеств» («максимум порядка одной тонны») твердого материала применяются «уровни изъятия» по удельной активности и активности отдельных радионуклидов, указанные в таблице I-1 приложения I Международных основных норм безопасности (пересмотренное издание серии изданий МАГАТЭ по безопасности, № 115) [8].

В России описанная выше концепция «уровней изъятия» для «умеренных количеств» твердого материала в полной мере не нашла отражения в нормативных документах.

В Приложение 3 ОСПОРБ-99/2010 [8] приведены удельные активности техногенных радионуклидов, ниже которых допускается неограниченное использование материалов независимо от агрегатного состояния (кроме продовольственного сырья, пищевой продук-

ции, питьевой воды и кормов для животных). Но эти удельные активности полностью соответствуют приведенным в документах МАГАТЭ [5,6] уровням изъятия/освобождения (по удельной активности) от контроля только твердого материала,. Таким образом, приложение 3 ОСПОРБ-99/2010 [8] не может применяться к газообразным и жидким материалам.

По этой причине появление Приложения 3 ОСПОРБ-99/2010 [8] вызвало резкую критику Роспотребнадзора со стороны Минприроды России, Ростехнадзора и ряда ведущих специализированных организаций (НТЦ ЯРБ, ВНИИАЭС, ИБРАЭ РАН и др.), в том числе на заседании Российской научной комиссии по радиологической защите (РНКРЗ) при Российской академии медицинских наук 21.06.2010.

Согласно сложившейся в России практики, твердые отходы, которые не могут быть освобождены от радиационного контроля, но в которых удельные активности радионуклидов не превышают соответствующих значений, установленных в приложении 4 к НРБ-99/2009 [9], не относятся к РАО. Обращение с такими отходами (очень низкоактивными отходами - ОНАО) регулируется специальными санитарными правилами СП 2.6.6.2572-2010 «Обеспечение радиационной безопасности при обращении с промышленными отходами атомных станций, содержащими техногенные радионуклиды» [10] и руководством Р 2.6.5.04 - 08 «Гигиенические требования к обращению с промышленными отходами на Федеральном государственном унитарном предприятии «Северное федеральное предприятие по обращению с радиоактивными отходами» (Р ОНАО СевРАО-08) [11].

Следовательно, предложение скопировать в России в полном объеме рекомендованную МАГАТЭ [3] систему классификации РАО не представляется обоснованным.

Следует отметить, что в полном объеме рекомендации МАГАТЭ приняты далеко не во всех развитых странах. Например, системы классификации РАО в США, Франции и Великобритании заметно отличаются от рекомендаций МАГАТЭ [3], в Великобритании, как и в России, на ОНАО не распространяется законодательство, разработанное для радиоактивных отходов.

При формальном принятии рекомендаций МАГАТЭ [3], снижение существующих границ отнесения твердых отходов по удельной активности радионуклидов к ТРО до уровней освобождения от контроля неизбежно приведет к многократному увеличению хранящихся и образующихся ТРО на площадках АС ОАО «Концерн Росэнергоатом» и непомерному удорожанию их передачи национальному оператору. Проблема с количеством ТРО и затратами на обращение с ними еще более усугубится на этапе вывода блоков АС из эксплуатации.

Учитывая высокий коррупционный потенциал деятельности по обращению с РАО в России, в случае принятия соответствующего решения можно ожидать для АС ОАО «Концерн Росэнергоатом» огромных необоснованных затрат, не имеющих ничего общего с обеспечением безопасности персонала, населения и окружающей среды. Дело в том, что в России на практике при обращении с отходами низкого уровня активности и малой радиационной опасности приоритет, часто из корыстных побуждений, отдается сверхконсервативным и, следовательно, дорогостоящим решениям. Примерами того могут служить хорошо известные попытки «выставить на деньги» концерн при решении проблем захоронения донных отложений брызгальных бассейнов Балаковской АЭС (2004–2005 гг.) и иловых отложений ХФК промплощадки Курской АЭС (2005–2007 гг.).

Высокий уровень всеобъемлющей коррупции в России признается первыми лицами государства. В частности, в программной статье, посвященной экономике и опубликованной в «Ведомостях» 30.01.2012, Председатель Правительства РФ В.В. Путин пишет: «Если называть вещи своими именами, речь идет о системной коррупции».

Наглядным примером такой «системной коррупции» является деятельность бывших ключевых топменеджеров ОАО «РосРАО», в отношении которых в последние годы были заведены уголовные дела.

Принятию решения по новой системе классификации РАО в России должна предшествовать тщательная работа по технико-экономической оценке различных ее вариантов при внедрении на различных предприятиях ядерного топливного цикла. Особое внимание при этом следует уделить сведению к минимуму коррупционной составляющей в деятельности по обращению с РАО в России, так как цена вопроса может исчисляться десятками миллиардов рублей.

По указанной причине процесс подготовки проекта Постановления Правительства Российской Федерации о классификации РАО должен быть максимально прозрачным с подключением к его подготовке и обсуждению большого количества высококвалифицированных специалистов, которые в настоящее время (апрель с.г.) по большей части исключены из этого процесса.

На данном этапе чрезвычайно важно предотвратить скоропалительное принятие Постановления Правительства РФ о классификации РАО.

Надежд на это немного, так как скандальный опыт последних лет, связанный с подготовкой и принятием НРБ-99/2009, ОСПОРБ-99/2010 (к разрешению конфликта подключались руководители Правительства Российской Федерации), да и самого ФЗ «Об обращении с радиоактивными отходами ... » [1] («крестным отцом» которого является бывший зам. генерального директора ГК «Росатом» Е.В.Евстратов), не порождает излишнего оптимизма.

Твердые радиоактивные отходы

В настоящее время в России твердые отходы разделяются на три группы по радиационному фактору:

- отходы, освобожденные от радиационного контроля, которые удовлетворяют условию

$$I_1 = \sum_i \frac{a_i}{\psi_i} \le 1, \qquad (2)$$

где ψ_i — удельная активность радионуклида i, при которой допускается неограниченное использование материалов, установлена в соответствии с рекомендациями МАГАТЭ [3,6] в приложении 3 ОСПОРБ-99/2010 [8];

- очень низкоактивные отходы (ОНАО), для которых выполняется условие

$$I_1 > 1, \quad I_2 = \sum_i \frac{a_i}{МЗУА_i} \le 1, \qquad (3)$$

где $МЗУА_i$ — минимально значимая удельная активность радионуклида *i*, установленная в приложении 4 к НРБ-99/2009 [9].

- радиоактивные отходы, для которых выполняется условие

$$I_2 > 1. \qquad (4)$$

В ОСПОРБ-99/2010 в качестве МЗУА приняты указанные выше «уровни изъятия» для умеренных коли-

честв твердого материала (не более 1 т) по удельной активности [5].

Таким образом, особенность отечественной системы классификации твердых отходов по радиационному фактору состоит в установлении промежуточной группы отходов - ОНАО, которые не могут быть освобождены от радиационного контроля, но и не являются РАО.

В соответствии с [3] для таких отходов нет необходимости в высокой степени защиты и изоляции, они вполне могут размещаться в приповерхностных хранилищах типа свалок с ограниченным регулирующим контролем. Типичные отходы этой категории могут включать грунт и обломки (щебень) с низким содержанием активности. На АС России к ОНАО относятся донные отложения брызгальных бассейнов, илы очистных сооружений ХФК, иловые отложения градирен, грунт полей фильтрации и др.

Безопасное обращение (включая захоронение) с очень низкоактивными твердыми отходами, учет и контроль ОНАО обеспечивается соблюдением соответствующих санитарных правил и руководств [10,11].

На 01.01.2012 на АС ОАО «Концерн Росэнергоатом» накоплено примерно 163 000 м^3 твердых радиоактивных отходов, из них низкоактивные отходы (НАО) составляют около 138 300 м^3. Средняя скорость образования НАО составляет примерно 5000 м^3 в год. Ежегодно при эксплуатации АС образуется, в среднем, примерно 10 000 м^3 ОНАО.

В ОАО «ВНИИАЭС» были рассмотрены два возможных критерия отнесения твердых отходов к ТРО, обсуждавшиеся в процессе подготовки проекта Постановления Правительства РФ о классификации РАО:

1) $I_2 > 1$ (к ТРО относятся твердые отходы, не подлежащие изъятию или освобождению из-под регулирующего (радиационного) контроля);

2) $I_2 > 1$ (граница по удельной активности радионуклидов отнесения твердых отходов к ТРО сохраняется на существующем уровне).

В первом варианта ОНАО являются ТРО, во втором варианте - нет.

Вариант 1

При варианте 1 удельные затраты атомных станций на обращение (включая обязательную передачу национальному оператору на захоронение) с ОНАО (без кондиционирования) составят не менее 5 000 USD/м^3.

Тогда годовые общие затраты на обращение (включая этап захоронения) с ОНАО АС ОАО «Концерн Росэнергоатом» составят $5 \cdot 10^7$ USD.

Вариант 2

В случае принятия варианта 2 удельные затраты на захоронение ОНАО в пункте захоронения ОНАО АС в соответствии с санитарными правилами СП 2.6.6.2572-2010 составят около 300 USD/м^3 (с учетом опыта захоронения нескольких тысяч тонн донных отложений брызгальных бассейнов Балаковской АЭС и илов очистных сооружений ХФК Курской АЭС).

Тогда годовые общие затраты на захоронение ОНАО АС ОАО «Концерн Росэнергоатом» составят $3 \cdot 10^6$ USD.

Таким образом, различие в затратах на захоронение ОНАО, образующихся при эксплуатации АС ОАО «Концерн Росэнергоатом», при различных вариантах отнесения твердых отходов к ТРО составляет $4{,}7 \cdot 10^7$ USD (1,4 млрд. рублей на 01.02.2012) в год.

Рассмотрим зависимость затрат на обращение (включая захоронение) с ОНАО, образующихся при выводе АС из эксплуатации, от выбора границы отнесения твердых отходов к РАО.

В таблице 1 представлены экспертные оценки объемов ОНАО, образующихся при выводе из эксплуатации одного энергоблока АС, в зависимости от типа реакторной установки.

Затраты АС на обращение (включая захоронение) с ОНАО при варианте 1 примерно в 17 раз выше, чем при варианте 2 (таблица 2).

В настоящее время в эксплуатации находятся 11 энергоблоков с РБМК-1000, 11 энергоблоков с ВВЭР-1000 и шесть энергоблоков с ВВЭР-440. Затраты на обращение (включая захоронение) с РАО при выводе этих блоков из эксплуатации в случае принятия варианта 1 будут примерно на 680 млн. USD (20 млрд. рублей в ценах 2011 года) больше, чем при варианте 2.

Следует отметить, что разброс в значениях величин *МЗУА*/ψ для различных радионуклидов достигает нескольких порядков. Например, для большого числа радионуклидов (^{31}Si, ^{32}P, ^{38}Cl, ^{42}K, ^{43}K, ^{47}Ca, ^{47}Sc, ^{51}Mn, ^{52m}Mn, ^{56}Mn, ^{52}Fe, ^{55}Co, ^{58m}Co, ^{60m}Co, ^{61}Co, ^{62m}Co, ^{89}Sr, ^{65}Ni и др.) значения величин *МЗУА*/ψ равны единице, для ^{131}I, ^{239}Pu, ^{241}Am — 10^1, для ^{60}Co, ^{90}Sr, ^{134}Cs и ^{137}Cs — 10^2, для ^{103}Ru — 10^3, для ^{3}H, ^{14}C — 10^4. Такой абсурдный результат является логическим следствием того, что величины *МЗУА* и ψ рассчитаны исходя из различных подходов для различных радионуклидов.

В крайне нежелательных условиях скоропалительного принятия Постановления Правительства РФ о классификации РАО предлагается сохранить существующую

Таблица 1. Объем ОНАО при выводе из эксплуатации АС с реакторами типа ВВЭР и РБМК, м^3

Тип реактора	Бетон	Металлоконструкции	Оборудование	Всего
ВВЭР-440	670	1 200	2 000	3 870
ВВЭР-1000	1 000	1 200	2 100	4 300
РБМК-1000	3 000	1 500	2 200	6 700

Таблица 2. Затраты на обращение с ОНАО при выводе из эксплуатации АС с реакторами различного типа в зависимости от границы отнесения твердых отходов к ТРО

Тип реактора	Затраты на обращение с ОНАО при ВЭ, 10^6 USD/блок АС	
	вариант 1	вариант 2
ВВЭР-440	19,4	1,2
ВВЭР-1000	21,5	1,3
РБМК-1000	33,5	2,0

«концепцию МЗУА» для отнесения твердых отходов к ТРО с последующей ее заменой на более обоснованную концепцию. При этом, с нашей точки зрения, границы отнесения твердых отходов к ТРО по удельным активностям ряда радионуклидов, наиболее значимых при обращении с РАО отечественных АС, целесообразно принять отличными от их МЗУА (таблица 3), как это установлено в системе классификации РАО США.

Жидкие радиоактивные отходы

В настоящее время среди подавляющего числа специалистов (включая и авторов ОСПОРБ-99/2010) существует консенсус относительно представления нижней границы отнесения жидких отходов к жидким радиоактивным отходам (ЖРО) в единицах уровней вмешательства (УВ) по содержанию отдельных радионуклидов в питьевой воде. В общем случае предлагаемый критерий записывается в виде

$$\sum_i \frac{q_i}{k \cdot УВ_i} > 1, \qquad (6)$$

где q_i — удельная активность радионуклида i в жидких отходах, Бк/кг; $УВ_i$ — уровень вмешательства по содержанию радионуклида i в питьевой воде, Бк/кг (приложение 2а к НРБ-99/2009 [9]); k — безразмерный коэффициент пропорциональности.

В раннее действовавших ОСПОРБ-99 (до введения в действие ОСПОРБ-99/2010) и действующем документе Ростехнадзора НП 058-04 [12] $k = 10$.

Абсурдность использования «концепции 10·УВ» была наглядно показана в докладе И.К.Романовича - директора Санкт-Петербургского НИИ радиационной гигиены им. проф. П.В. Рамзаева Роспотребнадзора на заседании РНКРЗ 21.06.2010 на примере молочной сыворотки из личных подсобных хозяйств Брянской области, в которой удельная активность ^{137}Cs иногда превышает 10·УВ (110 Бк/кг). В таких случаях с сывороткой нужно обращаться как с РАО: иметь соответствующую лицензию, нельзя сливать сыворотку в канализацию, а нужно отверждать и отдавать на захоронение.

Бóльшая часть специалистов негативно относится к «концепции 10·УВ» и предлагает принять значение $k \in [30, 100]$.

В настоящее время (апрель 2012 г.) только Минприроды России и Ростехнадзор настаивают на возврате к «концепции 10·УВ» для отнесения жидких отходов к ЖРО, что выводит часть ядерной энергетики России, основанную на энергоблоках с реакторными установками типа ВВЭР, за пределы правового поля.

Дело в том, что в соответствии с физическими принципами (борное регулирование реактивности в двухконтурных водо-водяных ядерных реакторах) фактическая удельная активность трития в дебалансных водах АС с ВВЭР ОАО «Концерн Росэнергоатом» достигает нескольких МБк/кг, что в сотни раз превышает соответствующий уровень вмешательства по содержанию трития в питьевой воде ($УВ_т$ = 7600 Бк/кг), и, согласно современным представлениям, не может быть снижена иначе, чем разбавлением, что практикуется в порядке исключения на АС с реакторами типа PWR в ряде ведущих стран мира, например, в США, но запрещено отечественными санитарными правилами (п. 3.12.10 ОСПОРБ-99/2010).

Действительно, согласно заключению МАГАТЭ [13] «В легководных реакторах, тритий в виде тритированной воды является важным источником излучения в жидких и газообразных выбросах, сбрасываемых в окружающую среду, так как в настоящее время нет никакого рентабельного метода для того, чтобы выделить его из потока отходов».

Указанный выше факт создает проблемы для сброса содержащих тритий дебалансных вод АС с реакторами типа ВВЭР в водные объекты.

В настоящее время консервативная оценка годовой эффективной дозы для лиц из критической группы населения за счет сброса трития с АС с ВВЭР в водные объекты не превышает нескольких микрозиверт, что соответствует безусловно приемлемому радиационному риску для населения (меньше 10^{-6} год$^{-1}$) и в соответствии с принципом оптимизации не требует дополнительных мер радиационной защиты.

Теоретически решение «тритиевой проблемы» на АС с ВВЭР в случае принятия «концепции 10·УВ» возможно двумя способами:

выдержкой тритийсодержащих дебалансных вод в специальных резервуарах на промплощадках АС в течение нескольких десятков лет до уменьшения в них содержания трития ($T_{1/2}$ = 12,3 года) на два порядка;

отверждением тритийсодержащих дебалансных вод с последующим размещением в пункте захоронения ОНАО в соответствии с санитарными правилами СП 2.6.6.2572-2010 [10].

Выполненные в ОАО «ВНИИАЭС» оценки показали [14], что эти затраты на длительное хранение и отверждение тритийсодержащих жидких производственных отходов не только неприемлемы для ядерной энергетики России, но и необоснованны с позиций оптимизации радиационной защиты. Отверждение и/или выдержка содержащих тритий жидких производственных отходов может привести к увеличению облучаемости персонала и практически не повлияет на облучаемость населения района размещения АС.

Радиационный риск для населения при любом варианте обращения с тритийсодержащими дебалансными водами остается пренебрежимо малым (менее 10^{-6} год$^{-1}$).

Радикальным решением «тритиевой проблемы» является отказ от распространения на сбросы в водные объекты ограничения по удельной активности радионуклидов, если их радиационное воздействие не приводит к дозе облучения населения свыше 10 мкЗв в год, при которой радиационный риск для населения является безусловно приемлемым (менее 10^{-6} год$^{-1}$).

Данное предложение является универсальным и всеобъемлющим и выводит ядерную энергетику России из ситуации, когда из-за формального превышения удельной активностью трития в дебалансных сбросных водах соответствующей границы отнесения жидкостей к ЖРО (в случае принятия «концепции 10·УВ»), даже в условиях

Таблица 3. Границы по удельной активности радионуклидов для отнесения твердых отходов к ТРО

Радионуклид	^{3}H	^{14}C	^{59}Ni	^{60}Co	^{63}Ni	^{90}Sr	^{99}Tc	^{129}I	^{137}Cs	ТУЭ*
Удельная активность, Бк/г	10^4	10^2	10^2	10^2	10^2	10^1	10^2	10^0	10^2	10^0

* Трансурановые элементы

соблюдения предельно жесткого дозового ограничения на сброс, эксплуатация АС с ВВЭР становится нелегитимной. Тогда как согласно Международных основных норм безопасности [5], действующих санитарных правил и норм, регулирующие требования не распространяются на источники излучения, создающие годовую эффективную дозу не превышающую 10 мкЗв.

Решение «тритиевой проблемы» может быть также основано на рекомендациях МАГАТЭ, заключающихся в принятии регулирующим органом дифференцированного подхода к реализации системы обеспечения защиты и безопасности, в соответствии с которыми «применение регулирующих требований должно быть соразмерно радиационным рискам, связанным с ситуацией облучения»[5].

Очевидно, что дифференцированный подход позволяет исключить введение дополнительных ограничений на сброс (в том числе по удельной активности трития), радиационное воздействие которого на население не превышает минимально значимую дозу (10 мкЗв/год), установленную в НРБ-99/2009 [9] и ОСПОРБ-99/2010 [8] в качестве нижней границы дозы при оптимизации радиационной защиты населения.

Исходя из этого следует вывод, что применение к сбросу трития с очищенными дебалансными водами АС «концепции 10·УВ» является необоснованным.

На основании изложенного, предлагается дополнить проект Постановления

Правительства Российской Федерации о классификации РАО примечанием следующего содержания: «*) критерии отнесения жидких отходов к ЖРО не распространяются на сбросы техногенных радионуклидов в окружающую среду при условии их осуществления в соответствии с нормативами допустимых сбросов, рассчитанными исходя из дозы облучения лиц из критической группы населения 10 мкЗв в год и разрешительными документами, оформленными в соответствии с законодательством Российской Федерации».

Такое решение полностью соответствует руководству МАГАТЭ № WS-G-2.3 «Регулирующий контроль радиоактивных сбросов в окружающую среду» [15] и требованию 31 «Радиоактивные отходы и сбросы» Международных основных норм безопасности [5].

Газообразные радиоактивные отходы

Во многих странах мира в качестве границы отнесения газообразных отходов к газообразным радиоактивным отходам (ГРО), выброс которых в атмосферу запрещен, принимается допустимая объемная активность (ДОА) в воздухе для человека. Вопрос состоит в том, с каким человеком (работником или представителем населения) ассоциировать эту величину.

Указанный критерий на основе $ДОА_{НАС}$, (на чем настаивает Минприрода России) не может быть признан подходящим для России по двум причинам. В этом случае следует принять $ДОА_{ПЕРС} = ДОА_{НАС}$, так как иначе следует разрешить персоналу дышать газообразными радиоактивными отходами ($ДОА_{ПЕРС} >> ДОА_{НАС}$). Однако достигнутый уровень радиационной безопасности на АС ОАО «Концерн Росэнергоатом» не позволяет гарантировать такое качество воздуха в рабочих помещениях, особенно при выполнении персоналом ремонтных работ. Это требование еще более проблематично выполнить на других предприятиях отрасли.

Предлагается: в качестве границы отнесения газообразных отходов к радиоактивным принять значения $ДОА_{ПЕРС}$, установленные для отдельных радионуклидов (кроме ИРГ) в приложения 1 к НРБ-99/2009.

Кроме того, установление предельного значения объемной активности выбросов на уровне $ДОА_{НАС}$ может создать реальные трудности как действующим, так и новым АС в части соблюдения нормативов допустимых выбросов (ДВ), притом что фактический радиационный риск для населения в районах расположения АС будет безусловно приемлемым (менее 10^{-6} год$^{-1}$). Для большинства других предприятий ЯТЦ это требование будет невыполнимо без огромных капитальных затрат на реконструкцию систем очистки.

Допустимая объемная активность радионуклидов выброса должна определяться не по отношению к газообразным РАО, а согласно нормативу ДВ, как это было регламентировано в п. 3.12.5 ОСПОРБ-99: «Газообразные радиоактивные отходы подлежат выдержке и (или) очистке на фильтрах с целью снижения их активности до уровней, регламентируемых допустимым выбросом, после чего могут быть удалены в атмосферу».

При всем разнообразии существующих мнений, высказываемых участниками дискуссии в отношении возможных схем классификации РАО, границы по удельной (объемной) активности радионуклидов отнесения отходов различного агрегатного состояния к РАО так или иначе предлагается устанавливать на основе удельных активностей техногенных радионуклидов, при которых допускается неограниченное использование материалов (приложение 3 к ОСПОРБ-99/2010), МЗУА (приложение 4 к НРБ-99/2009), УВ (приложение 2а к НРБ-99/2009) и ДОА (приложение 1 и 2 к НРБ-99/2009).

Указанные величины являются допустимыми уровнями монофакторного воздействия (для одного радионуклида, пути поступления или одного вида внешнего облучения), являющимися производными от основных пределов доз. Они достаточно часто претерпевают изменения ввиду уточнения радиобиологических моделей и дозиметрической базы.

В этой связи в Постановлении Правительства РФ о классификации РАО необходимо указать, что значения этих величин устанавливаются санитарными правилами и нормами.

При установлении границ отнесения отходов различного агрегатного состояния к РАО следует исходить из рационального использования ресурсов, направляемых на решение проблемы захоронения радиоактивных отходов в России, при безусловном соблюдении современных требований безопасности персонала, населения и окружающей среды. В условиях ограниченных ресурсов и огромного объема РАО их искусственное увеличение за счет необоснованного снижения границ отнесения отходов к РАО неизбежно приведет к распылению сил и средств, нарастанию, а не решению проблем. Очевидно, что в этом случае освоение бюджета будет происходить путем дорогостоящего захоронения отходов, содержащих неопасные количества радионуклидов. Поэтому решения по указанным границам должны быть выверены и хорошо обоснованы с учетом разнородных факторов.

В связи с особой важностью этого вопроса Председателем Комитета по природным ресурсам, природопользованию и экологии Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации В.И. Кашиным были затребованы (исх. № 33-НИИ от 03.02.2012) у Минприроды России обосновывающие материалы к проекту Постановления Правительства РФ о класси-

фикации РАО. Ввиду того, что этот запрос остался без ответа, можно предположить, что такими обосновывающими материалами Минприроды России просто не располагает. Не известны они и широкому кругу специалистов и заинтересованных сторон.

Список использованных источников

1 Федеральный закон от 11.07.2011 № 190-ФЗ «Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»

2 «Уголовный кодекс Российской Федерации» от 13.06.1996 № 63-ФЗ (ред. от 07.12.2011) (с изм. и доп., вступающими в силу с 19.12.2011)

3 INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Safety Standards Classification of Radioactive Waste, General Safety Guide, No. GSG-1, IAEA, Vienna, 2009

4 Глоссарий МАГАТЭ по вопросам безопасности. Терминология, используемая в области ядерной безопасности и радиационной защиты. Издание 2007 г.

5 Проект Требований безопасности: Радиационная защита и безопасность

источников излучения: Международные основные нормы безопасности Пересмотренное издание Серии изданий МАГАТЭ по безопасности, № 115

6 INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Application of the Concepts of Exclusion, Exemption Clearance, Safety Guide No.RS-G-1.7, IAEA, Vienna, 2004

7 INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Derivation of Activity Concentration Levels for Exclusion, Exemption and Clearance, draft report, IAEA, Vienna, 2004

8 СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99)

9 СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)

10 СП 2.6.6.2572-2010 Санитарные правила «Обеспечение радиационной безопасности при обращении с промышленными отходами атомных станций, содержащими техногенные радионуклиды»

11 Р 2.6.5.04 - 08 Руководство «Гигиенические требования к обращению с промышленными отходами на Федеральном государственном унитарном предприятии «Северное федеральное предприятие по обращению с радиоактивными отходами» (Р ОНАО СевРАО-08)

12 НП 058-04 Безопасность при обращении с радиоактивными отходами. Общие положения

13 INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Radiation Protection Aspects of Design for Nuclear Power Plants, Safety Guide No.NS-G-1.13, IAEA, Vienna, 2005

14 Приложение к письму ОАО «Концерн Росэнергоатом» в адрес директора проектного офиса «Создание системы обращения с РАО» Госкорпорации «Росатом» (исх. № 9/04/1439 от 21.03.2012)

15 INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Regulatory Control of Radioactive Discharges to the Environment, Safety Guide No. WS-G-2.3, IAEA, Vienna (2000)

ОРГАНИЗАЦИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕДР НА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ В 2009–2011 гг.

Глинский М.Л., Глаголев А.В., Громов В.А.

ФГУГП «Гидроспецгеология»

Одним из важнейших условий развития атомной энергетики и атомной промышленности в целом, является решение комплекса задач связанных с обеспечением экологической безопасности вновь проектируемых, действующих, строящихся и выводимых из эксплуатации ядерных и радиационно-опасных объектов.

Под влиянием процессов, вызванных техногенным воздействием предприятий на геологическую среду, происходят изменения её состояния, имеющие, как правило, негативный характер.

Для предупреждения таких изменений и принятия оперативных решений по обеспечению безопасности, необходимо постоянное наблюдение за развитием природных и техногенных процессов в геологической среде в районе ЯРОО, обобщение и анализ результатов этих наблюдений, а также выполнение прогнозных радиоэкологических расчётов и построение моделей, способных оценить динамику происходящих изменений во времени.

Учитывая всё вышесказанное, в 2009 году в Госкорпорации «Росатом» при участи ФГУГП «Гидроспецгеология» было разработано два документа: «Концепция объектного мониторинга состояния недр на предприятиях и в организациях Госкорпорации «Росатом» и «Положение о порядке осуществления объектного мониторинга на предприятиях и в организациях Госкорпорации «Росатом».

Оба документа были утверждены в июне 2009г. генеральным директором ГК «Росатом», а в марте 2010г. была утверждена «Инструкция по оформлению и представлению отчётной документации при ведении мониторинга состояния недр на предприятиях и в организациях Госкорпорации «Росатом».

В соответствии с утверждённым Положением и Соглашением о сотрудничестве, заключённым между Государственной корпорацией «Росатом» и Федеральным агентством по недропользованию, которое было подписано в феврале 2010г., единое методическое сопровождение работ по ведению ОМСН было возложено на Центр мониторинга состояния недр.

В июле 2010г. Госкорпорацией был издан приказ № 1/118-П «Об объектном мониторинге состояния недр», который обязывает все предприятия входящие в систему Госкорпорации «Росатом» издать локальные акты о введении с 01.01.2011 г. объектного мониторинга состояния недр (ОМСН) и принятии в качестве нормативных документов Положения и Инструкции по ведению ОМСН.

В октябре 2010г. руководством ГК «Росатом» была утверждена Программа «Развития и поддержки объектного мониторинга состояния недр на предприятиях Госкорпорации «Росатом» на период 2011 - 2015гг.», Эта Программа становится одним из основополагающих документов в работе Центра мониторинга состояния недр (в дальнейшем Центр МСНР), который является структурным подразделением ФГУГП «Гидроспецгеология».

В соответствии с приказом ГК «Росатом» № 1/118-П, ОАО «Концерн Росэнергоатом» издаёт приказ от 11.04.2011г. № 437 «О внедрении документов по ведению мониторинга состояния недр».

На основании данного приказа филиалы концерна – действующие атомные станции приняли к исполнению нормативные документы по ведению ОМСН и разработали на их основе Программу ведения мониторинга недр на предприятии и приступили к его осуществлению.

Программы ведения объектного мониторинга состояния недр на АЭС прошли экспертизу в Центре МСНР и были согласованы.

Основными объектами наблюдения при проведении мониторинга состояния недр являются подзем-

ные воды, залегающие в пределах промплощадки и санитарно-защитной зоны АЭС, а также поверхностные воды. Поверхностные воды наблюдаются в связи с тем, что между ними и подземными водами существует тесная гидравлическая связь.

Необходимо отметить, что на всех АЭС до введения системы ОМСН проводились наблюдения как за поверхностными, так и за подземными водами. На промплощадках имеется сеть наблюдательных скважин, по которым проводился тот или иной комплекс наблюдений за водоносными горизонтами.

На площадках АЭС находится от нескольких десятков до двухсот и более наблюдательных скважин. Исключение составляет Билибинская АЭС, расположенная в зоне вечной мерзлоты, где надмерзлотный талик техногенного происхождения контролируют несколько скважин. Можно сказать, что количество скважин определяется размерами промплощадки, количеством потенциально опасных объектов, геологическим строением площадки и наличием техногенного загрязнения подземных вод.

Наблюдательные скважины на промплощадках АЭС располагаются преимущественно рядом с ядерными и радиационно-опасными объектами, зданиями спецводоочистки, спецпрачечными, местами хранения и использования химических реагентов, площадками хранения горюче-смазочных материалов, а также рядом с другими потенциальными источниками радиационного и химического загрязнения подземных и поверхностных вод.

Основными видами наблюдений по скважинам, являются:

1. Замеры уровня подземных вод.
2. Замеры температуры подземных вод.
3. Отбор проб воды для проведения общего химического анализа.
4. Отбор проб воды для проведения радиохимического (спектрометрического) анализа.
5. Проведение гамма-каротажа (в скважинах, где отмечена активность техногенных радионуклидов, превышающая УВ).

Для поверхностных вод наблюдения и замеры, как правило, ограничиваются отборами проб, хотя в некоторых случаях необходимо проведение полноценных гидрометрических работ.

Работы по формированию отраслевой системы ОМСН включают:

- Проведение обследования сети ОМСН для оценки соответствия систем ОМСН предъявляемым требованиям.
- Внедрение автоматизированной информационной системы (АИС).
- Методическое сопровождение ОМСН на АЭС.

В соответствии с Программой «Развития и поддержки объектного мониторинга состояния недр на предприятиях Госкорпорации «Росатом» на период 2011–2015 гг.», намечено поэтапное обследование всех АЭС, что отражено в календарном плане проведения работ.

Целью проводимого обследования является определение:

- технического состояния наблюдательных скважин;
- работоспособности фильтров скважин;
- достаточности количества наблюдательных скважин;
- правильности расположения скважин при контроле ЯРОО и других потенциально опасных объектов.

После проведения обследования наблюдательных скважин делается оценка состояния каждой скважины и всей наблюдательной сети в целом. Даются рекомендации по восстановлению неработающих скважин и, при необходимости, бурению новых.

Параллельно с обследованием, на всех атомных станциях, проводится установка автоматизированной информационной системы объектного мониторинга (АИС ОМСН), которая позволяет систематизировать накопление, хранение и обработку информации на единой методической основе.

В базу данных АИС, помимо оперативных данных мониторинга, включается также необходимый картографический материал, архивные материалы результатов инженерно-геологических изысканий и специальных исследований, выполнявшихся в районе размещения ЯРОО, данные мониторинга природно-климатических факторов, водно-хозяйственного и гидрохимического режимов поверхностных водных объектов, а также сведения характеризующие состояние ЯРОО. Кроме того, система АИС позволяет обеспечивать оперативный обмен информацией между службой ведущей мониторинг на предприятии и Центром МСНР.

На основе результатов проведённого обследования, анализа фондовых материалов и представленных от АЭС отчётов по результатам мониторинга ведётся методическое сопровождение объектного мониторинга состояния недр.

В Центре МСНР проводится анализ получаемого материала о состоянии подземных и поверхностных вод. Учитывая отсутствие на атомных станциях специалистов геологического профиля, в Центре МСНР на основе представленных материалов строятся:

- карты гидроизогипс, по которым определяется направление движения потока подземных вод;
- карты температурного воздействия предприятия на подземные воды;
- карты распространения в подземных водах химического загрязнения (если такое имеется);
- карты распространения в подземных водах повышенной объёмной активности техногенных радионуклидов (если такое имеется).

По результатам ведения ОМСН на каждой атомной станции, в Центре МСНР составляется аналитический отчёт с заключением о полноте и качестве проведения мониторинга, а также даются рекомендации по совершенствованию системы ОМСН для данной АЭС. После приемки отчетной продукции в Госкорпорации эти отчеты направляются на станции. Материалы ОМСН служат базой для создания концептуальных гидрогеологических моделей, на основе которых в дальнейшем разрабатываются геофильтрационные и геомиграционные модели промплощадок АЭС.

В настоящее время обследование систем ОМСН и установка АИС проведены на четырёх атомных станциях – Нововоронежской, Белоярской, Кольской и Калининской.

Нововоронежская АЭС

На станции и прилегающей к ней территории имеется 118 наблюдательных скважин, по которым ведутся наблюдения за подземными водами первого от поверхности водоносного горизонта. Наблюдения за уровнем проводятся по 113 скважинам, за температурой - по 22 скважинам, отбор проб на химический анализ прово-

дится из 13 скважин, а радиационный контроль проводится по 42 скважинам.

Обследование системы ОМСН и наблюдательной сети скважин, показало, что отдельные объекты ЯРОО не контролируются наблюдательными скважинами (здание 1-2 блока, ХТРО-11, ХТРО-12, спецмойка, ХТРО-10) или контролируются не по всему периметру (здание 3-4 блоков, здание 5-го блока, ХЖО-5).

В пределах площадки 1-2 блоков, в районе хранилищ ХЖО-2 в подземных водах отмечена повышенная активность техногенных радионуклидов кобальта-60 до 480 Бк/л, и цезия-137 до 15 Бк/л. При этом отмечено, что на фоне колебания значения активности техногенных радионуклидов, в целом, происходит её снижение во времени. Также отмечено присутствие в подземных водах трития на площадке 3-4 блоков и полях фильтрации.

По результатам обследования установлено:

- отбор проб для радиационного контроля проводится 1-2 раза в год;
- контроль химического состава подземных вод на площадке 5-го блока проводится только по 1 скважине.
- при проведении химического анализа подземных вод набор определяемых компонентов, как правило, крайне мал (от 2 до 6), и они могут быть различны по скважинам.

На основе результатов радиационного контроля подземных вод была построена карта объёмной активности трития в подземных водах на промплощадке Нововоронежской АЭС. На карте (рисунок 1) видно, что в пределах территории АЭС выделяются три источника поступления трития в подземные воды. Первый источник это поля фильтрации, от них шлейф идёт в сторону прудаохладителя. Второй источник - южная часть спецкорпуса 3-4 блоков (скважина № 335). Третий источник находится в восточной части здания реакторного отделении 3-4 блоков (скважина № 308). От двух последних источников направление потока подземных вод идёт в сторону старицы реки Дон.

Белоярская АЭС

Наблюдательная сеть станции состоит из 73 скважин. Эти скважины, расположены на промплощадке АЭС преимущественно рядом с объектами ЯРОО и контролируют состояние первого от поверхности объединённого водоносного горизонта, приуроченного к элювиальным песчаным и крупнообломочным грунтам и трещиноватым скальным породам. Глубина наблюдательных скважин составляет от 8 до 13,5 метров.

Практически по всем скважинам проводятся наблюдения за уровнем и температурой подземных вод, а также отбираются пробы на химический и спектрометрическиий анализ.

На территории АЭС, в районе размещения площадки хранилищ РАО, в подземных водах отмечается повышенная активность техногенных радионуклидов стронция-90, цезия-137 и кобальта-60. Наибольшее загрязнение выявлено в районе ХСО-1: стронция-90 - до 250 Бк/л, цезия-137 до 444 Бк/л, кобальта-60 - до 56 Бк/л.

По результатам ведения мониторинга на Белоярской АЭС отмечено:

- часть наблюдательных скважин (40 скважин) не имеют паспортов, а, следовательно, нельзя дать окончательную оценку их состояния и пригодности для наблюдения.
- в районе некоторых ЯРОО требуются дополнительные наблюдательные скважины.

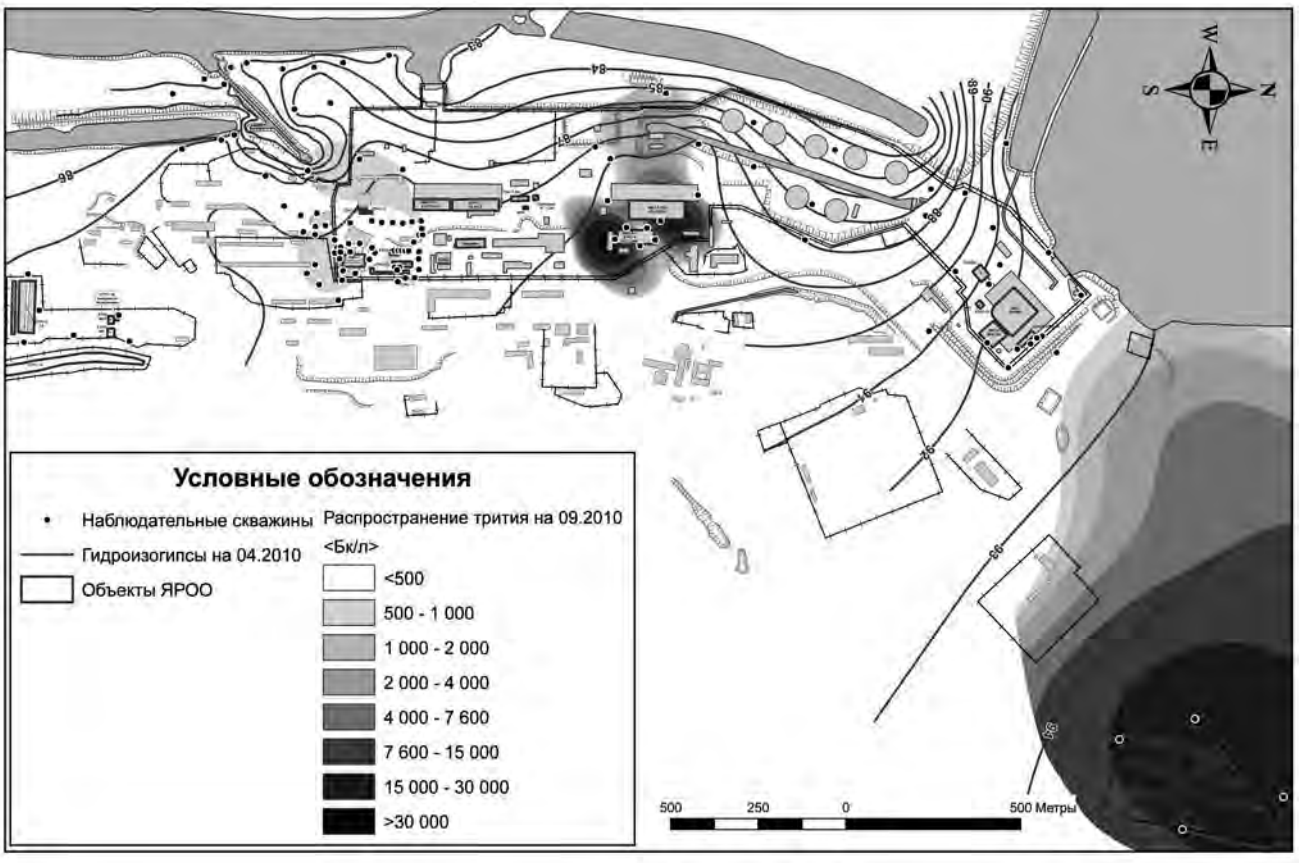


Рис. 1. Карта объёмной активности трития в подземных водах на промплощадке Нововоронежской АЭС

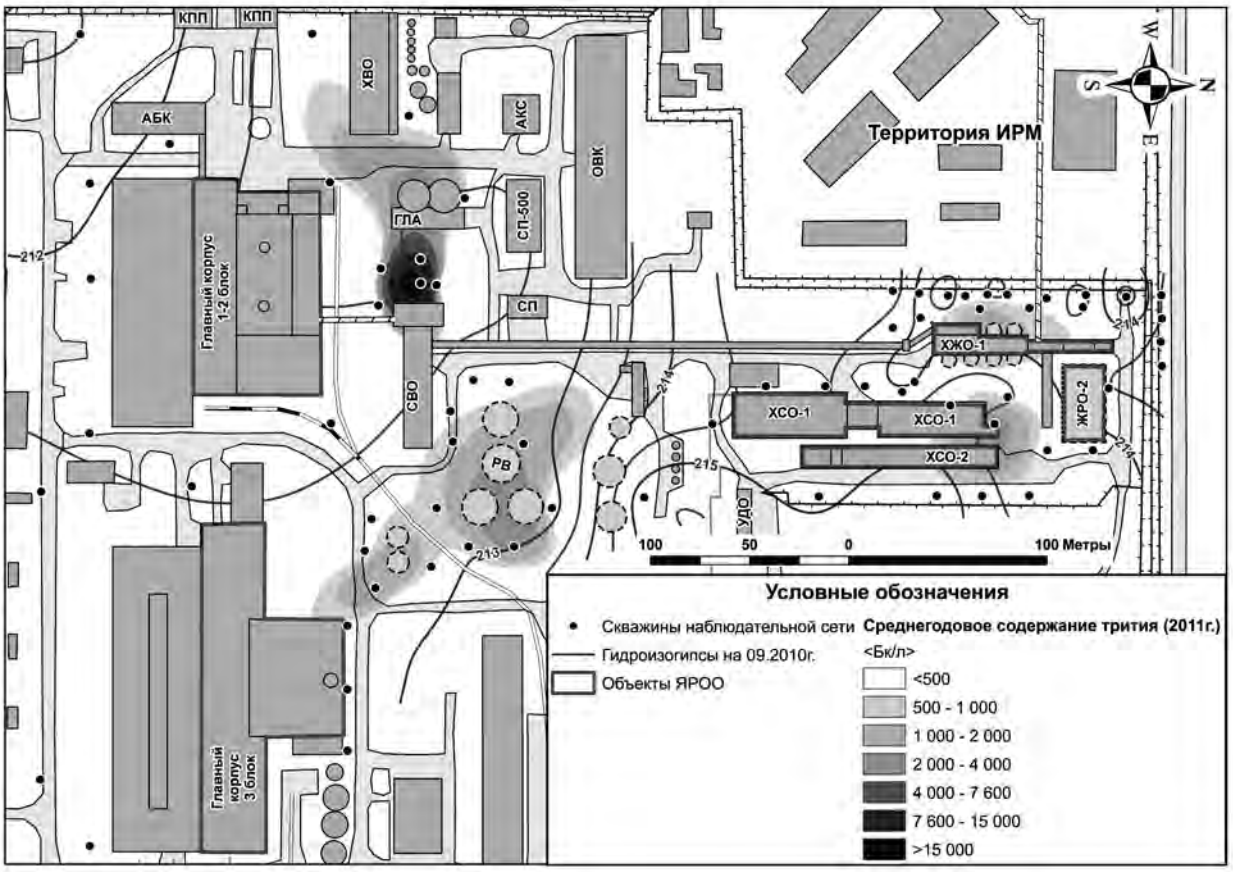


Рис. 2. Карта объёмной активности трития в подземных водах на промплощадке Белоярской АЭС

На основе анализа результатов обследования были даны рекомендации по совершенствованию системы ОМСН.

По представленным АЭС данным среднегодового содержания трития в скважинах наблюдательной сети за 2011г. была построена карта-схема ореола загрязнения (рисунок 2), из которой видно четыре источника поступления радионуклида в подземные воды:

- в районе ХСО-1- до 2583 Бк/л;
- в районе ХЖО-1 – до 1056 Бк/л;
- в районе РВ (резервуары выдержки) – до 2300 Бк/л;
- в районе здания СВО (спец. водоочистка) – до 18818 Бк/л, что превышает УВ.

Кольская АЭС

Наблюдательная сеть станции состоит из 54 скважин, из них непосредственно на площадке АЭС находится 37 скважин. Скважины расположены рядом с объектами ЯРОО и контролируют состояние объединённого водоносного горизонта рыхлых четвертичных отложений и верхней трещиноватой части кристаллических пород фундамента. Глубина скважин преимущественно 15-20 метров.

По результатам обследования установлено, что часть скважин требует чистки и восстановления.

В подземных водах отмечено присутствие трития (рисунок 3). Этот радионуклид также фиксируется в пределах вышеуказанных участков, где значения его объёмной активности составляют от 1300 до 5900 Бк/л в первой выделенной зоне и от 1500 до 4300 Бк/л во второй. Кроме того тритий отмечен в подземных водах рядом со зданием спецкорпуса 2-й очереди - до 6500 Бк/л. Объёмная активность трития в подземных водах не превышает уровня вмешательства. При этом, по скважинам в районе спецкорпуса 2-й очереди отмечается устойчивая тенденция к снижению его объемной активности во времени.

На основе анализа проб подземных вод, в пределах промплощадки, отмечена область загрязнения подземных вод цезием-137, которая связана со старыми протечками из ХЖО. Область фиксируется по скважинам рядом со зданием спецкорпуса 1-2 очереди - объёмная активность цезия-137 здесь превышает УВ в несколько десятков раз.

Вторая область с превышением УВ по цезию-137 в 3-4 раза отмечена рядом с аппаратным отделением 1 очереди АЭС.

В поверхностных водах повышенная активность техногенных радионуклидов не отмечается.

По результатам обследования Центром МСНР даны рекомендации:

- по восстановлению работоспособности скважин, у которых заилен фильтр;
- по бурению новых наблюдательных скважин, необходимых для уточнения структуры потока подземных вод и границ ореола загрязнения подземных вод техногенными радионуклидами, а также по методике опробования.

Калининская АЭС

Наблюдательная сеть состоит из 117 скважин. Основное количество скважин – 109 - сооружено на первый от поверхности земли водоносный горизонт четвертичных отложений. Их глубина составляет от 5 до 17,5 м. 7

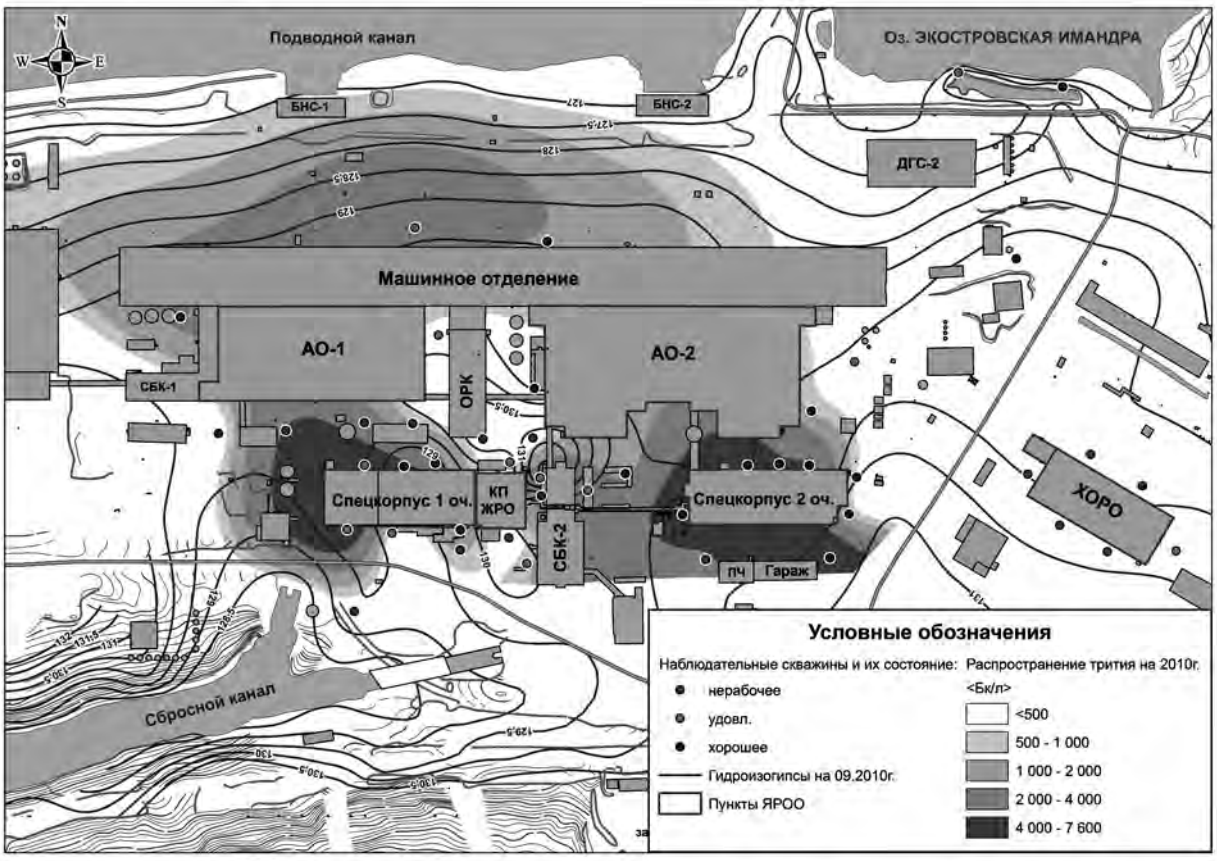


Рис. 3. Карта объёмной активности трития в подземных водах на промплощадке Кольской АЭС

скважин глубиной от 21 до 27 м контролируют второй водоносный горизонт среднекаменноугольных отложений, и одна скважина, глубиной 127,3 м, сооружена для наблюдения за водоносным горизонтом нижнекаменноугольных отложения.

Скважины сконцентрированы вокруг объектов ЯРОО. В настоящее время в рабочем состоянии находится 91 скважина.

Наличие повышенной активности техногенных радионуклидов цезия-137 и кобальта-60 в подземных водах на территории Калининской АЭС не выявлено, за исключением двух локальных мест в районе спецкорпуса 1-й очереди и ХСО-1,2, где выявлены очаги загрязнения в активностях ниже УВ.

По результатам обследования предложено восстановить 26 скважин.

На территории промплощадки в подземных водах отмечено присутствие трития (рисунок 4). Превышение концентраций выше УВ наблюдается только в одной скважине (№ $32Н_0$), которая находится возле спецкорпуса 1-2 блоков. Объемная активность трития в данной скважине составляет порядка 40 000 Бк/л.

В поверхностных водах повышенная активность техногенных радионуклидов не отмечена.

На основании анализа материалов, представленных в первичных отчётах АЭС за 2008-2011гг., а также с учетом выполненного обследования четырех станций, Центром МСНР были отмечены следующие общие проблемы при ведении ОМСН:

1. На многих АЭС есть ряд наблюдательных скважин, которые не имеют технических паспортов. У таких скважин неизвестна конструкция, интервал установки фильтра и геологический разрез.

2. Расположение и количество скважин, по которым ведутся наблюдения за химическим и радиохимическим составом подземных вод не всегда является оптимальным и отвечающим требованиям получения полной и достоверной информации о состоянии недр.

3. Время отбора проб для проведения химического и радиохимического анализа подземных и поверхностных вод часто не совпадает.

4. Частота отбора проб на химический и радиохимический анализ также может не совпадать, тогда, как методики ведения ОМСН рекомендуют проводить отбор этих проб в одни и те же сроки.

5. На атомных станциях (даже с однотипными реакторами), набор определяемых компонентов при проведении химических анализов подземных и поверхностных вод может существенно отличаться. Более того, в пределах одной АЭС опробование наблюдательных скважин может проводиться по различному списку компонентов.

6. На ряде станций, перечень скважин из которых отбираются пробы для проведения химического и радионуклидного анализа, может меняться, что не позволяет проанализировать динамику изменения показателей.

7. На некоторых АЭС, после внедрения нормативных документов по ведению ОМСН, продолжают действовать ранее принятые и согласованные с органами ФМБА внутристанционные Регламенты радиационного и химического контроля, которые могут не соответствовать методическим рекомендациям по проведению мониторинга состояния недр в части необходимого количества наблюдательных скважин, периодичности отбора проб и количества наблюдаемых параметров.

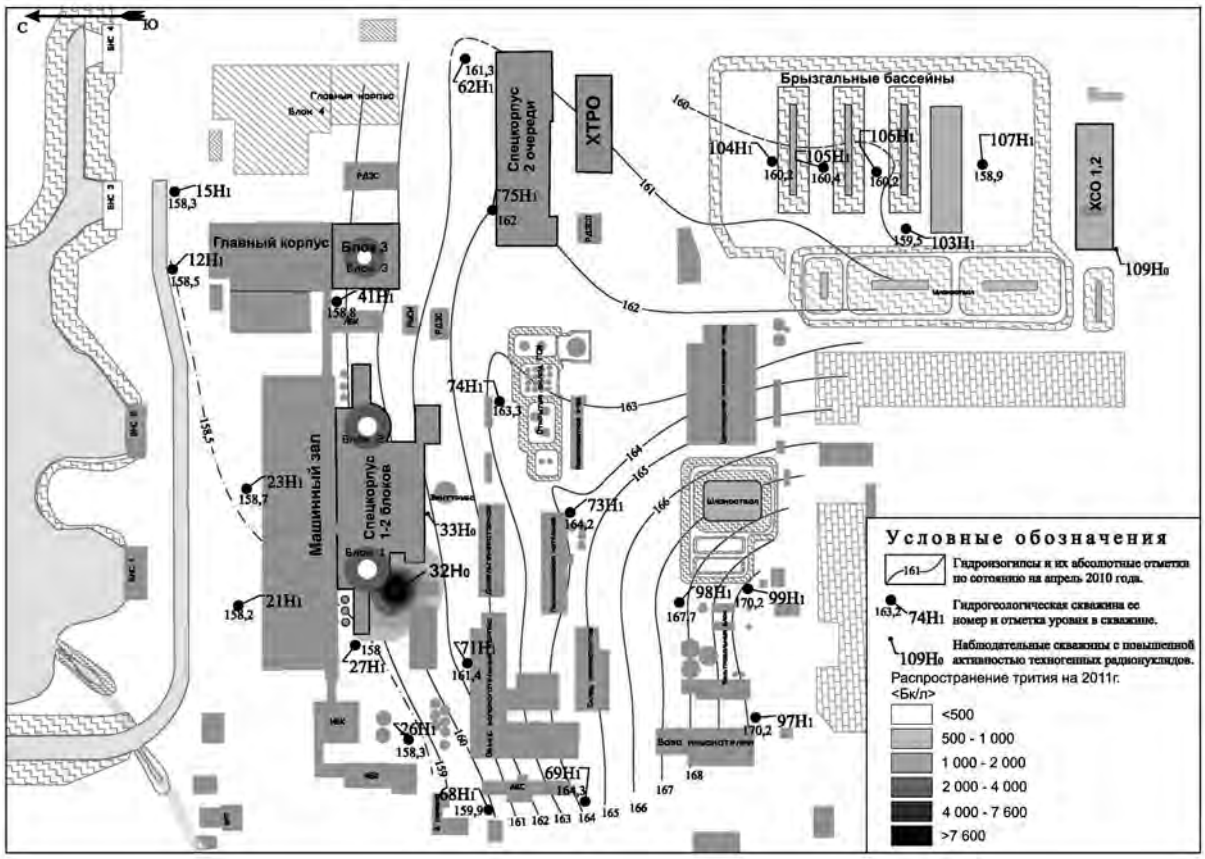


Рис. 4. Карта объёмной активности трития в подземных водах на промплощадке Калининской АЭС

В заключение необходимо отметить, что в целом, не смотря на отдельные проблемы, система ОМСН на АЭС соответствует предъявляемым требованиям и является одной из лучших на предприятиях отрасли. В большинстве случаев система наблюдений позволяет получать достоверную информацию о состоянии недр и проводить оценку влияния ЯРОО на их состояние.

В качестве оперативных мероприятий по развитию и совершенствованию системы ОМСН на АЭС представляется необходимым выполнить те рекомендации, которые были выданы специалистами ФГУГП «Гидроспецгеология» по результатам обследования предприятий и по анализу отчетов предприятий по ОМСН.

В рамках долгосрочных мероприятий представляется целесообразным рассмотреть вопрос о ведении всего комплекса работ по геомониторингу (наблюдения за поверхностными и подземными водами, отбор проб, в т.ч. на химические и радиохимические анализы и т.д.) в рамках единой службы (например, - ЛООС или ОРБ), что позволит в оперативном порядке контролировать все факторы, влияющие на состояние недр в районе станции, обобщать результаты мониторинга и оценивать динамику изменений состояния недр во времени.

ОРГАНИЗАЦИЯ В КРИЗИСНОМ ЦЕНТРЕ ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ» И НА АС СИСТЕМЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБ ОПАСНЫХ МЕТЕОЯВЛЕНИЯХ

Косых В.С., Бородин Р.В., Катунина О.В.
ФГБУ «НПО «Тайфун», г. Обнинск

Система предупреждения об опасных метеорологических явлениях предназначена для оперативного и гарантированного получения в Кризисном центре ОАО «Концерн Росэнергоатом» (КЦ РЭА) и на действующих атомных станциях штормовых предупреждений и данных о прогнозе возникновения опасных метеорологических явлений в районах расположения атомных станций.

Разработка системы предупреждения об опасных метеоявлениях ведется с 2009 года ФГБУ «НПО «Тайфун» совместно со специалистами ГУ «Гидрометцентр России» и КЦ РЭА.

На данный момент система прошла опытную эксплуатацию и успешно функционирует в КЦ РЭА и на 9 российских АЭС.

В соответствии с существующими документами, опасными природными метеорологическими явлениями называют природные процессы и явления, возникающие в атмосфере и/или у земной поверхности, которые по своей интенсивности (силе), масштабу распространения и продолжительности оказывают или могут оказать поражающее воздействие на людей, сельскохозяйственных животных и растения, объекты экономики и окружающую среду.

Анализ информации, доступной из открытых источников, позволяет сделать вывод о том, что опасные метеорологические явления приводят, в ряде случаев, к нарушению в работе АЭС:

В настоящее время в ряде стран Европы, США, Канаде уделяется большое внимание разработке средств и систем, обеспечивающих своевременное формирование предупреждений о возникновении опасных метеоявлений и оперативному доведению этих данных до пользователей. При создании таких систем особо выделяется вопрос представления данных в форме, которая легко позволяет оценить степень опасности того или иного явления для конкретного региона.

Национальная метеорологическая служба Канады на своем сайте представляет карту Канады, выделяя красным цветом районы потенциальной метеорологической опасности. При выборе одного из районов выводится текстовое описание ожидаемых опасных явлений, подготовленное экспертом–метеорологом (рис. 1).



Рис. 1. Система предупреждения о возникновении опасных метеорологических явлений Национальной метеорологической службы Канады

Американская медиа-сеть «Канал погоды» (The Weather Channel) представляет предупреждения о возникновении опасных метеорологических явлений, выделяя на карте соответствующим цветом опасные районы (рис. 2).



Рис. 2. Система предупреждения о возникновении опасных метеорологических явлений сети «Канал погоды» (США)

Наиболее развитой системой является комплексная система визуализации, METEOALARM, разрабатываемая в рамках программы EMMA (European Multi-services Meteorological Awareness). Система METEOALARM построена с использованием web–технологий на основе информационного международного обмена в рамках сети EUMETNET, объединяющей в настоящее время 30 европейских национальных метеорологических служб (рис. 3). Система предоставляет информацию о возможных опасных метеоявлениях на текущие и следующие сутки с помощью цветных карт и пиктограмм.

В Российской Федерации ответственность за формирование и предоставление информации о прогнозе возникновения опасных метеоявлений возложена на Росгидромет. В Росгидромете подготовку и предоставление сведений о прогнозе возникновения опасных метеоявлений выполняют территориальные службы Росгидромета, а на федеральном уровне - Гидрометцентр России.

Информация о прогнозе возникновения опасных гидрометеорологических явлений формируется в виде телеграмм специального типа («Шторм») территориальными службами Росгидромета и передается во внеочередном порядке по каналам ведомственной сети передачи данных Росгидромета.

В соответствии с разработанным «Регламентом передачи данных об опасных метеоявлениях в Кризисный

Последствия опасных метеорологических явлений для АС

Год	Страна, АЭС	Метеоявление	Последствия для АЭС
1998	США, Davis-Besse NPS	Удары молний и сильный ветер	Автоматический останов реактора
1999	Франция, NPP at Blayais	Штормовой ветер	Автоматический останов двух реакторов из-за падения мачты высоковольтной ЛЭП
2000	Украина, Чернобыльская АЭС, 3 реактор	Наводнение из-за сильного шторма	Остановка реактора и откачка воды из здания реактора
2003	Франция, Cruas-3 and -4	Проливной дождь	Остановка реакторов из-за засорения фильтров системы охлаждения
2004	Германия, Biblis PWPs	Штормовой ветер	Значительное уменьшение выработки энергии на 2 часа из-за аварии на электросетях в окрестности станции
2005	Швеция, 4 реактора	Штормовой ветер, проливной дождь	Останов реакторов по погодным явлениям
2007	Россия, Белоярская АЭС	Удар молнии	Снижение мощности с 600 до 400 Мегаватт из-за попадания молнии в портал воздушных линий и отключения одного генератора
2011	Япония, Fukushima-1	Землетрясение, цунами	Катастрофа



Рис. 3. Европейская система предупреждения о возникновении опасных метеорологических явлений METEOALARM

центр ОАО «Концерн Росэнергоатом» и на АЭС» созданы программные средства системы предупреждения об опасных метеоявлениях. Система предназначена для предоставления пользователям информации о возможных или наступивших опасных метеорологических явлениях в районах расположения АЭС.

Для формирования и передачи в установленных форматах информации об опасных метеорологических явлениях в НПО «Тайфун» круглосуточно действует специализированный программно-технический комплекс.

Поступающие в НПО «Тайфун» по каналам ведомственной сети передачи данных от территориальных служб Росгидромета телеграммы «Шторм» проходят первичную обработку, анализ и ранжирование по типу содержащихся в них сведений, отношению к регионам расположения АЭС и степени потенциальной опасности явлений.

Телеграммы «Шторм», содержащие экстренную информацию о состоянии и загрязнении окружающей среды в районах расположения АЭС, доставляются по выделенным каналам передачи данных на специализированный web-сервер, установленный в КЦ РЭА.

Подготовка интегрального прогноза возникновения опасных метеорологических явлений проводится на сервере НПО «Тайфун» на основе первичных гидрометеорологических данных, поступающих от Гидрометцентра России по выделенным каналам связи. Результаты расчетов регулярно доставляются на специализированный web-сервер и реализующий функции web-сайта с авторизованным доступом в рамках местной интрасети Концерна.

Система предупреждения об опасных метеоявлениях построена по технологии клиент-сервер. Серверная часть представляет собой специализированный web-сайт. Клиентская часть представляет собой стандартное средство просмотра web-страниц (браузер), установленное на одной или нескольких рабочих станциях.

Программное обеспечение web-сервера включает в себя две подсистемы: «Монитор опасных метеорологических явлений» и «Диспетчер опасных явлений».

Информация, предоставляемая «Монитором опасных метеорологических явлений», подготовлена с помощью специализированных численных моделей на суперкомпьютерах и содержит результаты гидрометеорологического прогноза и интегрального прогноза возникновения опасных метеорологических явлений. Информация обновляется регулярно, с заданным периодом времени (рис. 4).

Предоставляемая информация содержит актуальные данные для районов расположения АЭС:

- данные интегрального прогноза возникновения опасных метеоявлений;
- данные гидрометеорологического прогноза.

Данные интегрального прогноза (рис. 5) содержат динамику (с разрешением 1 час и заблаговременностью



Рис. 4. Главная страница монитора опасных метеорологических явлений



Рис. 5. Отображение результатов прогноза возникновения опасных метеоявлений в районе расположения выбранной АЭС

прогноза до 3-х суток) значений уровня опасности для следующих метеорологических явлений:

- экстремально низкая температура;
- резкое понижение приземной температуры;
- аномально жаркая погода;
- резкое повышение приземной температуры;
- усиление скорости приземного ветра;
- шквалы (резкие кратковременные усиления скорости ветра);
- сильный снегопад;
- сильный дождь;
- сильный туман;
- гроза;
- гололед (гололедица на дорогах и образование ледового налета на объектах);
- пожарная опасность.

Данные гидрометеорологического прогноза (рис. 6) содержат динамику (с разрешением 1 час и заблаговременностью прогноза до 3-х суток) значений следующих метеорологических величин и показателей:

- приземная температура воздуха;
- средняя температура за 5 суток;
- направление ветра;
- скорость ветра;
- максимальная скорость ветра;
- осадки за 12 часов;
- давление на уровне моря;
- комплексный показатель горимости Нестерова.

Создан механизм автоматизированной подготовки в текстовом виде справки, содержащей результаты прогноза возникновения опасных метеорологических явлений на 2 суток для данной АЭС или сводной справки для всех АЭС (рис. 7).

«Диспетчер опасных явлений» отображает актуальный список телеграмм «Шторм», подготовленных экспертами территориальных служб Росгидромета. Список обновляется по мере поступления новых телеграмм (рис. 8).

В соответствии с положениями регламента введено обязательное авторизованное подтверждение приема телеграммы об опасном явлении как в КЦ РЭА, так и на АЭС, в регионе которой отмечено опасное метеорологическое явление. Для авторизованных пользователей подается звуковое и цветовое уведомление о приходе новой телеграммы. Подтвердить получение телеграммы могут только авторизованные пользователи (уполномоченный персонал АЭС и КЦ РЭА).

В течение 2012 года предусмотрено проведение комплекса работ по развитию системы предупреждения об опасных метеорологических явлениях в районах расположения АЭС:

- совершенствование программного комплекса «Монитор опасных метеоявлений» для автоматизированной подготовки интегрального прогноза возникновения опасных метеорологических явлений в районе расположения Билибинской АЭС;

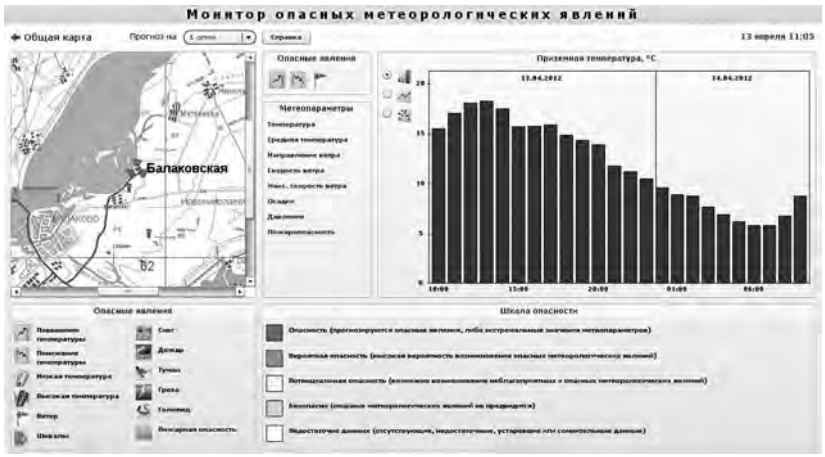


Рис. 6. Отображение данных гидрометеорологического прогноза в районе расположения выбранной АЭС

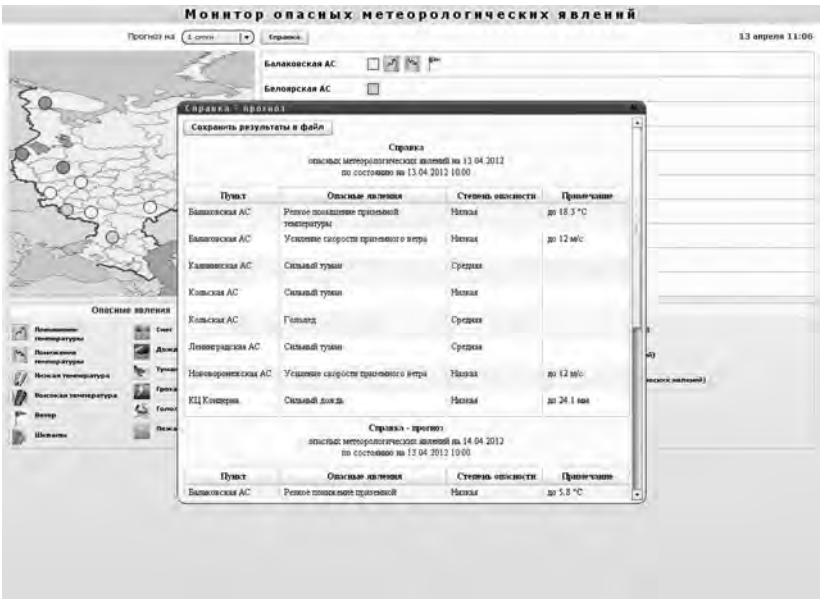


Рис. 7. Формирование справки о прогнозе опасных метеорологических явлений

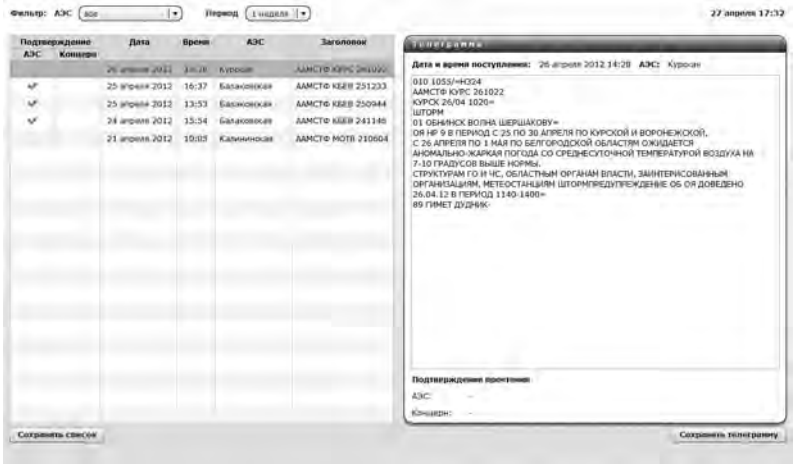


Рис. 8. Главная страница диспетчера опасных явлений

- доработка «Регламента передачи данных об опасных метеорологических явлениях в Кризисный центр ОАО «Концерн Росэнергоатом» и на АЭС»;
- разработка и внедрение на базе НПО «Тайфун» комплекса программных средств, реализующих подготовку и передачу в КЦ РЭА результатов прогноза распространения продуктов горения при лесных и торфяных пожарах для районов размещения АЭС, в соответствии с регламентом передачи данных.

Задымление приземного слоя атмосферы, формирующееся в результате распространения продуктов горения при лесных и торфяных пожарах, может охватывать значительную территорию и оказывать существенное негативное влияние на работу АЭС, представлять угрозу здоровью персонала объекта.

В результате выполненных работ по развитию системы предупреждения об опасных метеорологических явлениях будет обеспечена подготовка и передача в Кризисный центр ОАО «Концерн Росэнергоатом» результатов прогноза распространения продуктов горения в случае лесных и торфяных пожаров в районах расположения АЭС, что повысит безопасность работы АЭС в области готовности к возможным опасным природным явлениям.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ОТДЕЛЬНЫХ РАДИОНУКЛИДОВ, ВЫПАВШИХ НА МЕСТНОСТИ, ПО МОДЕЛЬНЫМ РАСЧЕТАМ И ПО ДАННЫМ ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ НА ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ РАДИОАКТИВНОГО СЛЕДА

Фоломеев В.В.
ФГБУ «НПО Тайфун»

Введение

В случае аварии на радиационно-опасном объекте, сопровождающейся выбросами в атмосферу радиоактивных загрязняющих веществ, важно минимизировать воздействие негативных факторов на население

и персонал [1]. Проводимые работы по исследованию загрязнения и распространения радиоактивного следа разделяются на несколько этапов: оперативные работы во время выброса [1, 2], исследования после выброса, модельные расчёты.

Важнейшей задачей исследования последствий радиоактивного выброса является расчёт поля загрязнения и движения шлейфа по территории. Для исследований территорий на местности и проведения замеров концентрации загрязнения используется разработанная в ФГБУ «НПО Тайфун» Автомобильная лаборатория радиационной разведки МР-25(АЛРР) [1]. АЛРР в своём составе имеет спектрометрический комплекс, включающий в себя спектрометр высокого разрешения с детектором из очень чистого германия (ОЧГ-детектор) [1, 2]. Высокое разрешение в 16000 каналов позволяет набирать спектры с детальной их проработкой, минимизируя возможность появления ошибок. Принцип работы спектрометра основан на регистрации фотонного излучения в заданном диапазоне энергий. Специальное программное обеспечение «Маршрутная съёмка» (рис. 1), разработанное для различных задач в ФГБУ «НПО Тайфун» [1, 2], автоматически делает привязку спектров к координатам, что облегчает обработку и построение карт загрязнений.

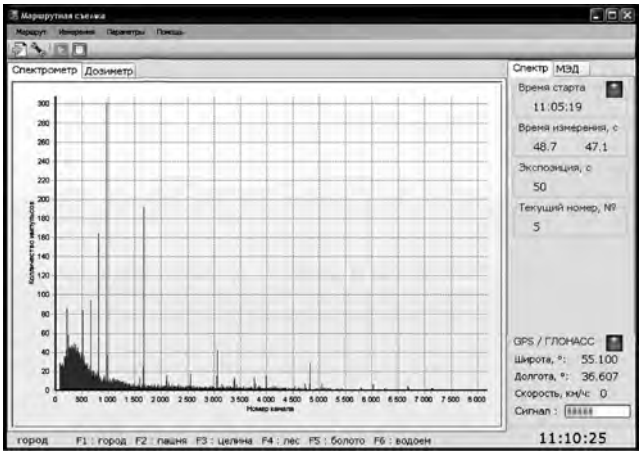


Рис. 1. Фрагмент интерфейса программного обеспечения «Маршрутная съёмка»

Набор спектров, получаемых с помощью АЛРР, конфигурируется под конкретную задачу. В конфигурационные параметры входят настройка разрешения, усиление, настройка чувствительности, а также выбор времени экспозиции, который может задаваться как по реальному времени, так и по живому времени. Измерение проб может производиться как в закрытых условиях, так и непосредственно при направлении на источник. Механическая конструкция позволяет разворачивать спектрометр детектором вниз для проведения анализа подстилающей поверхности. Полученные спектры используют как для общего анализа нуклидного состава, так и для оценки загрязнения по отдельным нуклидам. Чаще всего, таковыми являются основные техногенные нуклиды I^{131}, Cs^{137}, La^{140} и другие.

Проведение измерений при помощи АЛРР

По данным метеорологических условий определяется примерное направление факела, а также, примерное распространение поля загрязнений. Для проведения моделирования и получения валидных данных о распространении загрязнений необходимо провести уточнение границ выпадения загрязняющих веществ. Для этого составляется карта с определением области исследований, и составляется маршрут поездки. Основная сложность при проведении таких измерений – расположение дорог и дорожных покрытий, которые не дают возможности движения АЛРР по требуемой сетке маршрутов, поэтому приходится учитывать только те участки местности, где есть возможность проезда для АЛРР (рис.2).

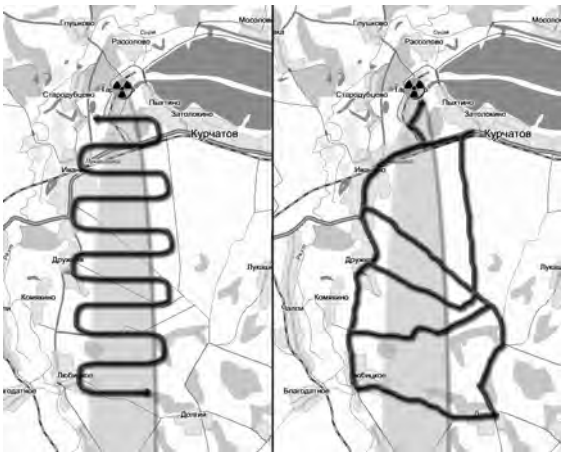


Рис. 2. Пример построения маршрутов исследования. Слева – требуемый, справа – реальный

Последовательность действий при проведении гамма-спектрометрической съемки отдельных участков радиоактивного следа с помощью АЛРР следующая (рис. 1):

Получение прогностических данных о категории устойчивости атмосферы, направлении скорости ветра φ и флуктуации направления $\Delta\varphi$, модуле скорости ветра на высоте выброса в районе атомной станции (АЭС).

Определение на топографической карте сектора возможного положения радиоактивного следа с учетом флуктуаций ветра по направлению.

Перемещение АЛРР к ближайшей кольцевой дороге, опоясывающей промплощадку.

После прибытия автомобильной лаборатории в точку, отстоящую от границы отмеченного сектора на расстоянии, примерно, 0,3–0,5 км, необходимо остановиться, установить на детектор гамма-спектрометра свинцовый экран-коллиматор в положение, обеспечивающее требуемый угол обзора подстилающей поверхности.

Движение АЛРР в сторону оси следа с постоянной скоростью 5–10 км/ч.

В процессе движения автомобильной лаборатории измеряется мощность дозы гамма-излучения от подстилающей поверхности, гамма-спектры и текущие координаты.

Движение по маршруту продолжается до выхода автомобильной лаборатории из зоны воздействия следа, то есть до места, где показания мощности дозы уменьшатся до фоновых значений.

Описание работы программного обеспечения «След»

Разрабатываемое программное обеспечение (ПО «След») используется в составе автомобильной лаборатории радиационной разведки, в связке с программным

обеспечением, получающим первичные спектры. ПО «След» имеет модульную структуру, в которую входят:

- модуль уточнения исходных значений метеопараметров (скорость, направление ветра, класс устойчивости атмосферы);
- модуль оценки мощности радиоактивного выброса;
- модуль оценки выпадений радионуклидов на местности;
- модуль картографии и построения карты выпадения загрязнений

В качестве входных данных ПО «След» использует результаты гамма-спектрометрического зондирования в точках местности с заданными координатами (мощность дозы, плотность потока гамма-квантов), полученные с помощью АЛРР. Вручную оператором вводятся следующие входные данные: географические координаты выброса, угол раствора спектрометра, параметры расчётов. Если отключена возможность автоматического определения, то, также, ручным методом вводятся модуль скорости ветра, направление ветра на высоте выброса, категория устойчивости атмосферы, высота пограничного слоя атмосферы, тип и интенсивность осадков, вертикальный градиент температуры, флуктуации горизонтального направления ветра (рис. 3). Все перечисленные параметры считаются известными.

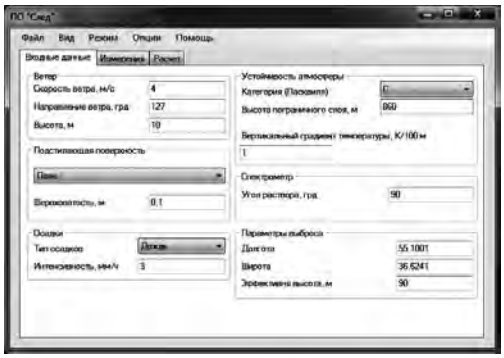


Рис. 3. Фрагмент интерфейса ПО «След» для введения входных данных

В качестве основной расчетной модели используется расчет рассеяния загрязняющих веществ в атмосфере по гауссовой модели [3, 4, 7]. Данная модель позволяет рассчитывать приземную концентрацию примеси и её выпадение на подстилающую поверхность на расстояниях до 30 км от источника с выброса в атмосферу до 150 м. На основе входной информации ПО «След» рассчитывает:

- поля приземных концентраций (привязанные ко времени измерения)
- проинтегрированную по времени концентрацию
- изменение со временем концентрации в фиксированном пункте
- плотность выпадения радионуклидов на подстилающую поверхность

Полученные спектрометрические данные от АЛРР можно привязывать к координатам непосредственно во время движения АЛРР (рис. 4). Интерфейс программного обеспечения позволяет отображать текущее местоположение АЛРР, а также точки на местности, где были проведены измерения. Имеется возможность отключения и включения точки измерения на карте.

Расчет по гауссовой модели основан на метеорологических данных, полученных в районе РОО. В течение всего времени переноса они сохраняются по-



Рис. 4. Фрагмент интерфейса ПО «След» с отображением точек проведения измерений на карте

стоянными, а сам перенос ограничен 30 км. Поэтому расчеты по гауссовой модели можно использовать при пространственно-временной однородности и стационарности условий.

Для получения более точных данных о выпадениях радиоактивных загрязняющих веществ, требуется детальная проработка по уточнению неизвестных параметров, а именно, мощности и длительности выброса. Алгоритмы работы и математика приведены ниже.

Оценка характеристик выброса радионуклидов в атмосферу и уточнение направления ветра на основе гамма-спектрометрических измерений

Задача восстановления параметров выброса по гамма-спектрометрическим измерениям, полученным с помощью мобильной АЛРР, ставится следующим образом. В точках местности с координатами $\vec{r}_0^{\,k}(k \in \{1,...,N_P\})$ с определённой погрешностью $\Delta\hat{J}_j^i\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)$ автомобильная лаборатория регистрирует плотность потока гамма-квантов $\hat{J}_j^i\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)$ [квант/(м²·с)] для каждой выделенной спектрометром гамма-линии j и нуклида i, i, а также мощность дозы $\hat{D}\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)$ [Гр/с]. Эти данные являются исходной информацией для определения характеристик выброса и уточнения направления скорости ветра. Таким образом, по имеющимся метеоданным, по измеренным плотностям потока $\hat{J}_j^i\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)$ и мощностям дозы $\hat{D}\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)(k \in \{1,...,N_P\}, i \in \{1,...,N_{RN}\}, j \in \{1,...,N_{GL}^i\}$, N_P – число точек измерения, N_{RN} – количество нуклидов в выбросе, N_{GL}^i – число выбранных гамма-линий для i-го радионуклида) необходимо восстановить высоту $\hat{H}$ и мощность выброса $\hat{Q}_i$ каждого идентифицированного радионуклида, уточнить направление скорости ветра $\hat{\varphi}$, а также оценить неопределённость полученных значений $\hat{\varphi}$, $\hat{Q}_i$, $\hat{H}$. Предполагается, что в ходе развития аварии метеоусловия остаются постоянными, а источник на протяжении проведения измерений продолжает действовать (длительный выброс).

Алгоритм определения характеристик выброса радионуклидов в атмосферу и уточнения направления на основе гамма-спектрометрических измерений

Восстановление характеристик выброса проводится по следующей схеме (рис. 5).

1. По измеренным значениям мощности дозы уточняется направление скорости ветра $\hat{\varphi}$ и вычисляется неопределённость полученной оценки $[\hat{\varphi}^-, \hat{\varphi}^+]$.

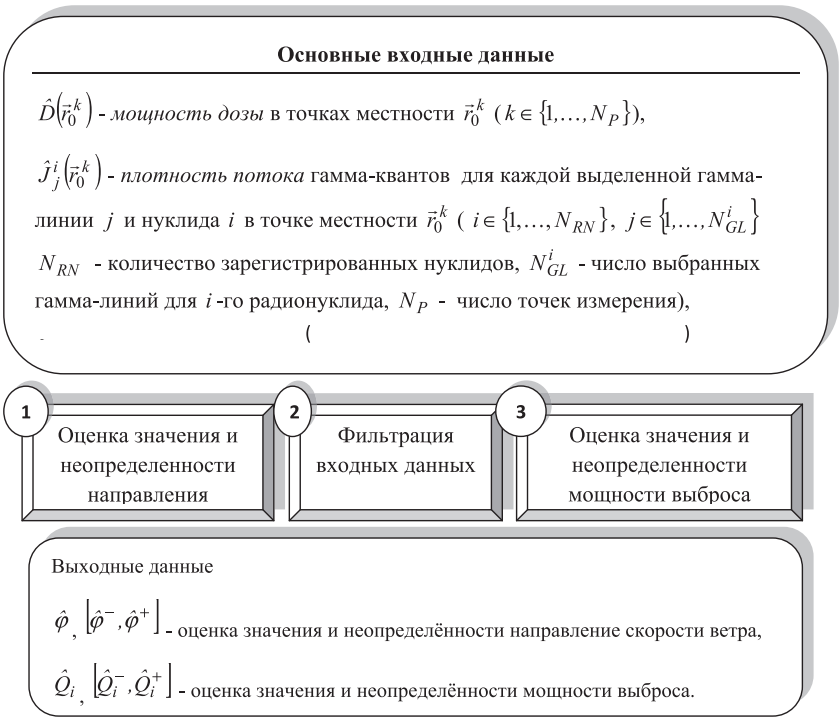


Рис. 5. Процедура оценки параметров выброса и уточнения направления ветра по данным гамма-спектрометрического зондирования.

2. Входные данные с результатами гамма-спектрометрического зондирования проходят фильтрацию:

- прореживание по пунктам измерений $\vec{r}_0^{\,k}$ (отбираются только те точки измерения, мощность дозы в которых выше заданного значения; например, превышение фона в 5 раз);
- фильтрация по плотностям потока гамма-квантов $\hat{J}_j^i\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)$ (для каждого нуклида выбираются только две из зарегистрированных гамма-линий: «мягкая» $\hat{J}_м^i\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)$ и «жёсткая» $\hat{J}_ж^i\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)$ – с наибольшими квантовыми выходами).

В результате проведённой фильтрации в дальнейших расчётах используются только плотности потока $\hat{J}_м^i\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)$ и $\hat{J}_ж^i\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)$, где множество индексов точек измерения, в которых мощность дозы выше определённого значения.

3. По профильтрованным входным данным, на основе уточнённого значения направления скорости ветра $\hat{\varphi}$ проводится восстановление эффективной высоты выброса $\hat{H}$ и вычисляется неопределённость полученной оценки $[\hat{H}^-, \hat{H}^+]$.

4. На основе уточнённого значения направления скорости ветра $\hat{\varphi}$ и восстановленной эффективной высоты выброса $\hat{H}$ проводится восстановление мощности выброса каждого радионуклида $\hat{Q}_i$ и вычисляется неопределённость полученной оценки $[\hat{Q}_i^-, \hat{Q}_i^+]$.

Определение направления скорости ветра

В соответствии с описанной выше схемой гамма-спектрометрического зондирования входные данные по мощности дозы можно представить в виде зависимости мощности дозы от азимута пункта измерения (азимут точки измерения рассчитывается относительно положения выброса). В таком представлении азимут места измерения рассматривается как возможное направление скорости ветра с весом равным мощности дозы $\hat{D}\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)$ в этой точке.

В качестве уточнённого значения направления скорости ветра берётся точка минимума следующего функционала

$$\hat{\varphi} = \underset{\varphi_0}{arg\,min} \sum_{k=1}^{N_P} \hat{D}\left(\vec{r}_0^{\,k}\right) \cdot (\varphi_k - \varphi_0)^2 , \qquad (1)$$

где N_P — число точек измерения; φ_k — азимут соответствующей точки измерения относительно точки выброса.

Направление скорости ветра определяется по формуле:

$$\hat{\varphi} = \frac{\sum_{k=1}^{N_P} \hat{D}\left(\vec{r}_0^{\,k}\right) \cdot \varphi_k}{\sum_{k=1}^{N_P} \hat{D}\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)}, \qquad (2)$$

а неопределённость такой оценки:

$$\begin{cases} \varphi^+ = \varphi + \sqrt{\dfrac{\sum_{k=1}^{N_P} \hat{D}\left(\vec{r}_0^{\,k}\right) \cdot (\varphi_k)^2}{\sum_{k=1}^{N_P} \hat{D}\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)} - (\varphi)^2} \\ \varphi^- = \varphi - \sqrt{\dfrac{\sum_{k=1}^{N_P} \hat{D}\left(\vec{r}_0^{\,k}\right) \cdot (\varphi_k)^2}{\sum_{k=1}^{N_P} \hat{D}\left(\vec{r}_0^{\,k}\right)} - (\varphi)^2} \end{cases}. \qquad (3)$$

Истинное направление скорости ветра с равной вероятностью может принимать значения из интервала $[\hat{\varphi}^-, \hat{\varphi}^+]$.

Определение мощности выброса

Для нахождения мощности выброса i-го радионуклида Q_i используется оценка высоты выброса H и уточнённое значение направления ветра $\hat{\varphi}$, полученное на предыдущем этапе алгоритма восстановления. Восстановление мощности для i-го нуклида $\hat{Q}_i$ по измеренным плотностям потока в точке $\vec{r}_0^{\,k}$ проводится на основе метода наименьших квадратов:

$$\hat{Q}_i = \arg\min_{Q_i} \sum_{j=1}^{N^i_{GL}} \sum_{k\in K} \left(\hat{J}^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0\right) - Q_i \cdot L^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0, H, \phi\right)\right)^2, i \in \{1,\ldots,N_{RN}\}, \quad (4)$$

$$\hat{Q}_i = \frac{\sum_{j=1}^{N^i_{GL}} \sum_{k\in K} \hat{J}^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0\right) \cdot L^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0, H, \phi\right)}{\sum_{j=1}^{N^i_{GL}} \sum_{k\in K} \left(L^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0, H, \phi\right)\right)^2}, \quad (5)$$

где J^i_j ($\vec{r}^{\,k}_0$, Q_i, н, $\hat{\phi}$) — рассчитанная плотность потока [квант/(м²·с)] на детекторе не рассеянных моноэнергетических γ-квантов для *j*-ой гамма-линии, испускаемых выпавшим на подстилающей поверхности *i*-ым радионуклидом; $\hat{J}^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0\right)$ — измеренные плотности потока; $L^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0, H, \phi\right) = J^i_j\left(\left(\vec{r}^{\,k}_0; 1, \hat{H}, \phi\right)\right)$.

Расчет плотности потока на детекторе не рассеянных моноэнергетических γ-квантов для *j*-ой гамма-линии, испускаемых выпавшим на подстилающей поверхности *i*-ым радионуклидом осуществляется на основе моделирования плотности выпадений *i*-го радионуклида.

Моделирование плотности выпадений *i*-го радионуклида осуществляется на основе использования гауссовой модели рассеяния радиоактивной примеси в атмосфере – Приложение 3 к Техническому заданию.

Неопределённость $\hat{Q}_i$ оценивается по следующим формулам:

$$\begin{cases} \hat{Q}^+_i = \dfrac{\sum_{j=1}^{N^i_{GL}} \sum_{k\in K} \left(\hat{J}^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0\right) + \Delta\hat{J}^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0\right)\right) \cdot L^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0, \hat{H}^+, \hat{\phi}\right)}{\sum_{j=1}^{N^i_{GL}} \sum_{k\in K} \left(L^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0, \hat{H}^+, \hat{\phi}\right)\right)^2} \\ \hat{Q}^-_i = \dfrac{\sum_{j=1}^{N^i_{GL}} \sum_{k\in K} \left(\hat{J}^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0\right) - \Delta\hat{J}^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0\right)\right) \cdot L^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0, \hat{H}^-, \hat{\phi}\right)}{\sum_{j=1}^{N^i_{GL}} \sum_{k\in K} \left(L^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0, \hat{H}^-, \hat{\phi}\right)\right)^2} \end{cases}, \quad (6)$$

где $\Delta\hat{J}^i_j\left(\vec{r}^{\,k}_0\right)$ — погрешности измерения плотности потока гамма-квантов.

В соответствии с приведенными выше формулами истинная мощность выброса *i*-го нуклида с равной вероятностью может принимать значения из интервала $[\hat{Q}^-_i, \hat{Q}^+_i]$.

Заключение

В данной статье рассмотрено программное обеспечение, предназначенное для расчета поля выпадений загрязняющих веществ от радиационно-опасных объектов. Программное обеспечение создано для выполнения первичной оценки последствий в ранний период аварийной или послеаварийной ситуации, с помощью данных, получаемых автомобильной лабораторией радиационной разведки.

Программное обеспечение «След» не испытывалось на реальном полигоне и в реальных аварийных ситуациях, ввиду их отсутствия. Все испытания ПО «След» проводились при помощи моделирования.

Список литературы

1. В.С. Косых, Г.П. Жуков, В.П. Мартыненко, А.К. Андреев. Разработка мобильной измерительной системы лаборатории радиационной разведки МР-25. Шестая международная научно-технической конференция (МНТК-2008) «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», г. Москва, 2008.

2. В.М. Шершаков, В.П. Мартыненко, А.В. Бессудов, В.Г. Булгаков, А.М. Гариянц, Д.А. Камаев. Использование мобильного спектрометрического комплекса для зондирования газоаэрозольных выбросов АЭС. Пятая международная научно-техническая конференция (МНТК-2006), ВНИИАЭС, Москва, 2006.

3. Методические указания по расчету радиационной обстановки в окружающей среде и ожидаемого облучения населения при кратковременных выбросах радиоактивных веществ в атмосферу: Технологический документ МПА-98. – М.: Минатом России, 1998. – 126 с.

4. Безопасность в атомной энергетике // Часть 1. Общие положения безопасности АЭС.: Методы расчета распространения радиоактивных веществ с АЭС и облучение окружающей среды. ЕК НТД 38.220.56.-84. Том 1. Изд.первое. МХО Интератомэнерго. – М.: Энергоатомиздат, 1984. -52с.

5. Методы расчета распространения радиоактивных веществ в окружающей среде и доз облучения населения. – М.: МХО Интератомэнерго, 1992. – 334с.

6. Н.В. Клепикова. Оперативный метод расчета переноса и рассеяния примеси в атмосфере при аварийных ситуациях на радиационно-опасных объектах. /Н.В. Клепикова, Н.И. Троянова, Г.Н. Фреймундт // Труды ИЭМ – вып.23 (165) – 2002. – С.29-51

7. Н.В. Клепикова. Использование гауссовых моделей в условиях слабого и ветра и штилей. / Н.В. Клепикова, Н.И. Троянова, Г.Н. Фреймундт // Труды Иэм – вып.23 (165) – 2002. – С.66-82

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАТЕРИАЛОВ СЕРИИ АБРИС ДЛЯ РАДИАЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ПЕРСОНАЛА АЭС

Савченкова Г.А., Артамонова Т.А., Савченков В.П.
ООО «Завод герметизирующих материалов», г. Дзержинск, Нижегородская обл.

Ташлыков О.Л., Щеклеин С.Е.
Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург

Русских И.М., Селезнев Е.Н.
ОАО «Институт реакторных материалов», г. Заречный, Свердловская обл.

Минимизация дозовых затрат персонала объектов использования атомной энергии представляет собой важную задачу. В атомной энергетике до 90% коллективной дозы облучения приходится на техническое обслуживание и ремонт. Для каждого типа реакторных установок характерен свой состав радионуклидов, входящих в состав загрязнений, характеризующихся определенными видами и энергиями излучений.

В снижении облучаемости персонала важную роль играет экранирование источника ионизирующего излучения. В ряде случаев требуется комбинированная защита от нейтронного и гамма-излучения. В настоящее время использование экранов ограничено небольшим выбором материалов, часто не обладающих удобством использования, что затрудняет их установку и снятие. Поэтому особый интерес представляет использование новых материалов для защиты от нейтронного и гамма-излучения.

Специалистами ООО «ЗГМ» разработана и освоена технология производства радиационно-защитных материалов серии Абрис РЗ, предназначенных для экранирования радиоактивного оборудования и трубопроводов, других источников ионизирующего излучения. Радиационно-защитный материал Абрис РЗ представляет собой композицию на основе полимерного связующего, наполнителя, пластификатора и технологических добавок. В качестве материала основы (матрицы) применяются синтетические каучуки или их смеси с термопластичными полимерами. Технология производства радиационно-защитных материалов позволяет формировать необходимые защитные свойства материала с учетом изотопного состава радиоактивных загрязнений за счет использования различных наполнителей (барита, вольфрама, свинца и т.д.).

Радиационно-защитный материал Абрис РЗ может выпускаться в виде самоклеящейся пластичной и несамоклеящейся гибкой пласто-эластичной полимерных композиций, комбинированного материала, состоящего из двух и более слоев самоклеящейся и несамоклеящейся композиций, комбинированного материала, представляющего собой самоклеящуюся пластичную композицию с внутренним армированием свинцовой пластиной, термопластичной наплавляемой композиции, эластичной композиции. В качестве армирующего материала может применяться металл, жесткий пластик и др.

Таблица 1. Типоразмеры выпускаемой продукции

№ п/п	Наименование параметра	Марка		
		ЛБ, ЛТ	Ш	ДБ, ДТ
1	Форма изделий	лента	шнур	деталь
1	Ширина, мм	10,0–250	—	до 500
2	Длина, м	3–60	0,5–60	По требованию заказчика
3	Толщина, мм	1,5–12	—	2–30
4	Диаметр, мм	—	5–40	—

Физико-механические свойства материала радиационно-защитного Абрис РЗ

Внешний вид	детали, лента, шнур
Свинцовый эквивалент, $Pb_{экв,}$ мм	от 0,25 и выше
Адгезия к металлу при отслаивании, кгс/см	⩾ 400
Адгезия к бетону при отрыве, МПа	⩾ 0,1
Гибкость, при (20±5) °С, радиус закругления бруса 15 мм	Отсутствие трещин и разрывов
Водопоглощение, 24 ч, %, не более	0,2
Плотность, г/см^3,	2,1 – 3,9
Химстойкость	инертный материал
Температура эксплуатации, °С	от -40 до +70

В зависимости от свинцового эквивалента защиты, указанного в техническом задании, рассчитывается толщина изолирующего покрытия материалами «Абрис РЗ», учитывая его свинцовый эквивалент для данных условий эксплуатации. По результатам расчета выбирается вариант конструкции защитного покрытия. На рис.1 представлена типовая конструкция защитного покрытия.

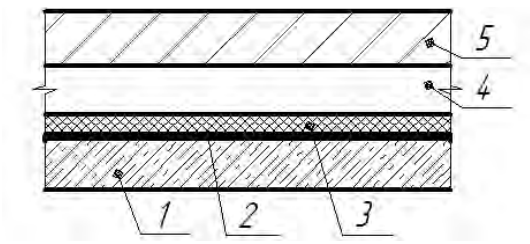


Рис. 1. Схема типовой конструкции защитного покрытия: 1 — существующая строительная конструкция; 2 — праймер «Абрис Рп» или «Абрис ВРП»; 3 — материал «Абрис РЗ»; 4 — технический коридор; 5 — фальш-стена

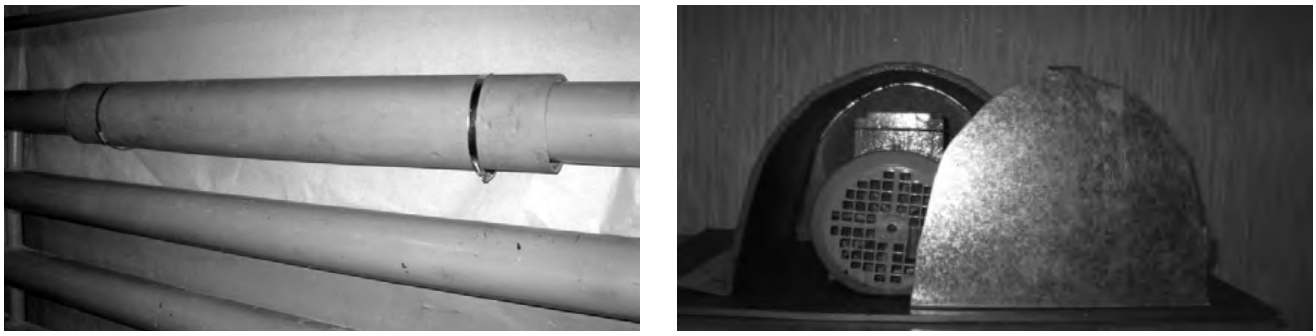
Требуемая толщина защитного покрытия может быть обеспечена как применением одной детали (ленты) требуемой толщины, так и набором деталей (лент), наносимых послойно друг на друга, за счет их самоклеящихся свойств (модификация Абрис $РЗ_{СК}$), либо за счет механического крепления (модификация Абрис $РЗ_{НК}$ и Абрис $РЗ_{В}$) или путем наплавления детали при температуре 60–70 °С (модификация Абрис $РЗ_{ТП}$).

Материал Абрис РЗ обладает радиационно-защитными, гидроизолирующими и пароизоляционными свойствами, стойкостью к действию агрессивных сред (растворы солей, слабых кислот и концентрированных щелочей), грибостойкостью, отличается высокой физической стабильностью. Гидро- и пароизоляционные свойства материала Абрис РЗ обеспечиваются полимерной основой. Водопоглощение материала Абрис РЗ не более 0,2% . Стойкость к гидростатическом давлению материала Абрис РЗск до 70 м (7 атм.), армированного металлом (комбинированный материал Абрис $РЗ_{СК/Pb}$) неограниченно. Температурные условия эксплуатации материала Абрис РЗ от минус 40 до плюс 70 °С.

На объектах использования атомной энергии для защиты возводимых и ремонта действующих строительных конструкций (бетонных, металлических и др.) технологии и системы радиационно-защитных материалов серии Абрис РЗ могут быть использованы для защиты фундаментов, кровли, ограждающих конструкций объектов, водоводов систем охлаждения, бассейнов выдержки хранилищ отходов и т.д.

Технологию и систему радиационно-защитных материалов Абрис РЗ можно использовать (рис. 2, 3):

- при изготовлении переносных радиационно-защитных экранов для защиты персонала АЭС;
- устройстве инженерных барьеров в качестве материала биологической защиты с радиационно-защитными, гидро-пароизоляционными свойствами, работающего, в том числе, и в условиях постоянного напора грунтовых и химически агрессивных вод при сооружении объектов атомной энергетики (мест захоронения радиоактивных отходов, в регионах радиационного загрязнения почвы, строительстве объектов, снижающих радиационный фон, повышения защитных свойств и гидроизоляции убежищ от ионизирующего излучения, устройстве противорадиационных укрытий и т.д.);
- в качестве экранирующих материалов технологического оборудования при проведении технического обслуживания;



а *б*

Рис. 2. Экранирование с помощью материала АБРИС трубопроводов (*а*) и электродвигателя (*б*)



а *б* *в*

Рис.3. Многослойная радиационно защитная панель (*а*, *б*) и экран (*в*)

- строительстве могильников и спецхранилищ, удерживающих и ограничивающих перемещение радионуклидов и токсичных веществ из мест их локализации и т.д.
- защиты возводимых и ремонта действующих строительных конструкций (бетонных, металлических и др.): фундаментов, кровли и ограждающих конструкций объектов, бассейнов выдержки хранилищ отходов и т.д.

Технологические особенности материала Абрис РЗ обеспечивают:

- надежность изоляции поверхностей сложной конфигурации, криволинейных поверхностей и мест примыканий различных конструктивных элементов помещения за счет пласто-эластичных и самоклеящихся свойств материала;
- возможность регулирования толщины защитного покрытия путем послойного наложения материала;
- возможность изготовления изделий требуемого размера по толщине, ширине и длине;
- легкость механической обработки (резки в размер, крепления);
- возможность быстрого закрепления в любом пространственном положении;
- возможность проведения монтажных работ при температуре до минус 20 °С.

Предварительные испытания образцов радиационной защиты на базе материалов Абрис РЗ, проведенные в Уральском Федеральном университете имени первого Президента России Б.Н.Ельцина (кафедра «Атомная энергетика), показали достаточно высокую степень ослабления гамма-излучения и потоков быстрых нейтронов. Степень ослабления потоков тепловых нейтронов соизмерима с ослабляющей способностью наиболее распространенных защитных материалов (полиэтилен). Важной особенностью защитного материала являются его положительные технологические свойства (эластичность и клейкость), позволяющие в условиях радиационных полей быстро закреплять защиту вокруг трубопроводов и оборудования.

В настоящее время ведутся оценочные расчеты оптимального состава наполнителей защитного материала для характерных изотопов, определяющих радиационную обстановку на конкретных типах АЭС. Для расчетов используется программный код MCNP, являющийся универсальной программой, реализующей метод Монте Карло расчета переноса совокупности нейтро-

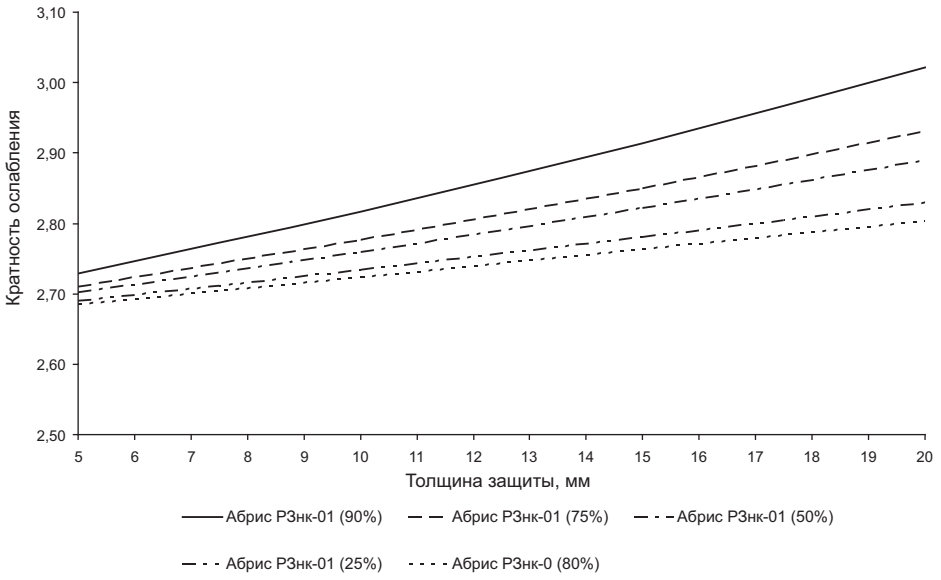


Рис. 4. Расчетная зависимость кратности ослабления мощности дозы гамма-излучения источника ^{54}Mn от толщины защиты с наполнителем барит (образец Абрис РЗ нк-0 имеет инертный наполнитель)

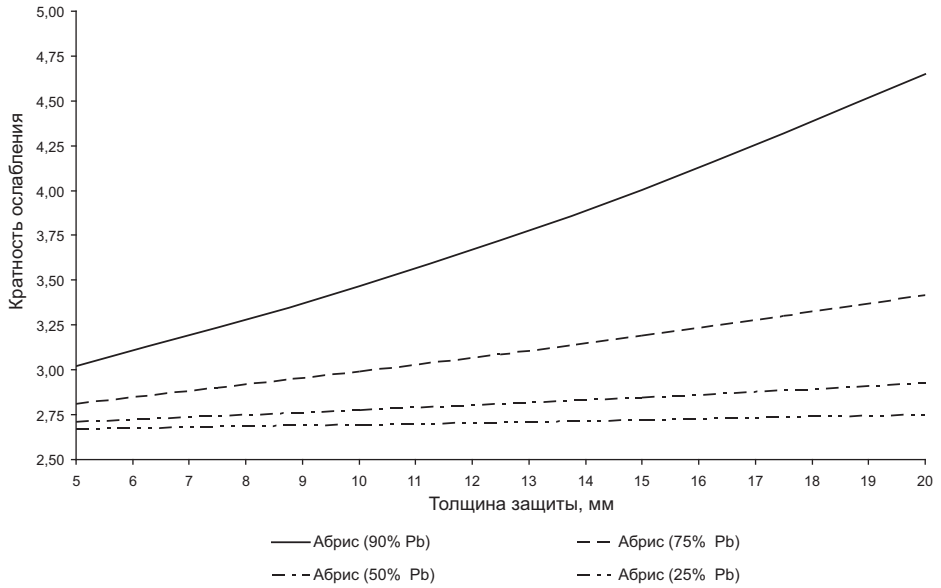


Рис. 5. Расчетная зависимость кратности ослабления мощности дозы гамма-излучения источника ^{54}Mn от толщины защиты Абрис с наполнителем свинец

нов, фотонов, электронов с непрерывной энергией в обобщенной геометрии и с зависимостью от времени.

Расчетная модель состоит из точечного источника гамма-излучения, детектора гамма-излучения в виде сферы диаметром 20 мм, заполненной воздухом и защитного материала в виде квадратной пластины со стороной 500 мм. Были рассчитаны коэффициенты ослабления мощности дозы гамма-излучения материалами защиты для различных источников. На рис. 4, 5 в качестве примера приведены результаты расчетов кратности ослабления мощности дозы гамма-излучения изотопа марганец-54 для различных модификаций материала Абрис.

Как показывают результаты анализа полученных в результате расчетов данных, зависимость кратности ослабления гамма-излучения от толщины защиты хорошо аппроксимируется уравнением вида

$$K = A \cdot e^{\mu \cdot d},$$

где μ – линейный коэффициент ослабления гамма-излучения, d – толщина защиты. Причем для источников ^{198}Au, ^{60}Co и ^{24}Na $A \approx 1$, а для ^{58}Co и ^{54}Mn $A \approx 2{,}0$ и 2,6 соответственно. Данный факт объясняется тем, что эти изотопы излучают спектр гамма квантов с различными энергиями. У ^{58}Co и ^{54}Mn помимо основных, довольно «жестких» линий, имеется высокий процент «мягкого» излучения. Линейные коэффициент ослабления для «мягкого» излучения гораздо выше, чем для «жесткого», поэтому большая часть низкоэнергетических гамма-квантов поглощаются в очень тонком слое защиты и впоследствии не влияют на коэффициент ослабления.

В настоящее время специалистами кафедры «Атомная энергетика» Уральского федерального университета совместно со специалистами Института реакторных материалов (г.Заречный) проводится комплексные экспериментальные исследования защитных свойств изготовленных на основании результатов проведенных расчетов комплектов образцов материалов Абрис толщиной 5, 10, 15, 20 мм с концентрациями различных наполнителей 25, 50, 75, 90%.

Выводы

- Состав радиоактивных загрязнений, определяющих радиационную обстановку в месте производства работ, зависит от конкретного типа реакторной установки и условий эксплуатации.
- Технологические особенности позволяют изготавливать защитные материалы серии Абрис с заданным составом наполнителя, оптимальным для конкретных производственных условий.
- Подбор наполнителей для изготовления материала Абрис позволяет оптимизировать радиационную защиту для выполнения работ на конкретных энергоблоках АЭС.

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА РАДИАЦИОННОГО МОНИТОРИНГА НА БЛОКАХ ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС

Перегуда В.И., Шапошников В.А.
Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
«Ленинградская атомная станция»
Чуйко Д.В., Тихоновский В.Л., Бунто П.А.
ЗАО «НЕОЛАНТ»

Введение

На блоках 1-4 Ленинградской АС введена в действие автоматизированная система радиационного мониторинга (АСРМ). АСРМ является информационной системой верхнего уровня, выполняющей интеграцию, систематизацию и представление данных о радиационной обстановке в помещениях блоков ЛАЭС, получаемых с помощью автоматизированных систем и ручного дозиметрического контроля.

Для отображения информационных срезов данных по радиационной обстановке система использует трёхмерные модели (рис. 1). Для ввода данных о радиационной обстановке методом ручного радиационного контроля предусмотрена мобильная подсистема ввода данных (рис. 2) с применением автоматизированной идентификации помещений при помощи штрихкодовых меток.

Разработка системы с указанными функциями выполнена в отечественной практике впервые.

Цели работы

АСРМ разработана на основе действующей на АЭС информационной системы базы данных по выводу из эксплуатации (ИС БДВЭ). При разработке АСРМ были обозначены следующие цели:

1) Использование имеющихся возможностей ИС БДВЭ ЛАЭС (с соответствующими доработками) на стадии эксплуатации блоков ЛАЭС для обеспечения специалистов ОРБ станции информационной системой верхнего уровня, выполняющей интеграцию, структурирование и представление данных о радиационной обстановке в помещениях блоков ЛАЭС, получаемых с помощью автоматизированных систем и ручного радиационного контроля.

2) Наделение ИС БДВЭ возможностями по сбору, интеграции, систематизации и представлению данных о радиационной обстановке на блоках ЛАЭС на этапах подготовки к выводу и стадии вывода из эксплуатации за счет интеграции ИС БДВЭ с применяемыми на ЛАЭС системами и способами сбора информации и контроля радиационной обстановки.

3) Снижение степени влияния «человеческого фактора» при ручном радиационном контроле за счет применения методики автоматизированной идентификации и мобильных терминалов сбора данных при проведении ручного радиационного контроля.

4) Применение разработанных в процессе создания ИС БДВЭ динамических интерфейсных проектных трехмерных моделей зданий 401 и 601 для обеспечения оперативной, интуитивно-понятной визуализации интегральных данных о текущей радиационной обстановке на блоках ЛАЭС.

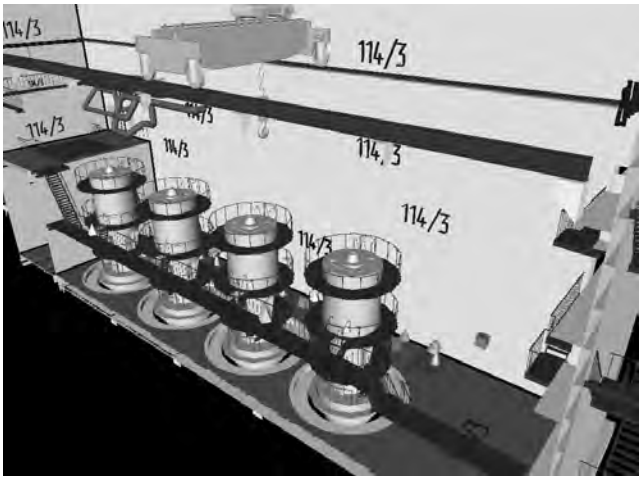


Рис. 1. Визуализация замеров радиационной обстановки помещения на трёхмерной модели (в виде цветовой раскраски маркеров точек контроля)



Рис. 2. Штрих-кодовая метка помещения и терминал сбора данных

Основные возможности системы

В настоящее время АСРМ обеспечивает выполнение следующих функций:

- ввод оперативным персоналом данных о радиационной обстановке (РО) при помощи мобильных терминалов сбора данных (ТСД) с применением технологии автоматизированной идентификации помещений;
- на случай повреждения меток поддерживается режим ручной идентификации с предоставлением средств выявления и отслеживания помещений, требующих перемаркировки;
- ввод данных РО путём выбора точек ручного радиационного контроля в графическом виде на изображаемых на экране ТСД планах помещений и ввода замеренных значений (рис. 4);
- автоматизированное считывание данных о замерах мощности дозы гамма-излучения с подключённого к ТСД измерительного оборудования (для имеющегося в оснащении оборудования, имеющего соответствующие аппаратно-программные интерфейсы подключения);
- с целью уменьшения времени пребывания персонала в контролируемых помещениях при проведении замеров предусмотрен специальный режим, когда при нахождении в помещении результаты замеров вносятся в простой электронный список на ТСД, а затем при покидании помещения распределяются по точкам, изображенным на планах;
- просмотр результатов предыдущих замеров данных по идентифицированному помещению непосредственно на ТСД;
- добавление новых точек радиационного контроля непосредственно через интерфейс ТСД;
- синхронизация ТСД со стационарной частью системы, в том числе автоматическая актуализация трёхмерных моделей в соответствие с собранными данными;
- автоматическое получение данных от штатных систем оперативного радиационного контроля (систем АКРБ, АСРК), использующих стационарные автоматические датчики;
- представление на трёхмерных инженерных моделях блоков главных зданий актуальных интегральных данных о радиационной обстановке, в том числе:
  - визуализацию параметров РО в ручных и автоматических точках радиационного контроля (рис. 1 и 5);
  - визуализацию обобщённых параметров РО по помещениям (рис. 3);
  - возможности просмотра архивных данных на определённую дату в прошлом;
  - возможность просмотра давности поступления значений параметров;
  - возможность контроля соблюдения регламента периодического ручного контроля радиационной обстановки в помещениях – выявление помещений, где регламент не соблюдён;
  - обеспечение профилактики нарушения регламентов контроля методом пессимистического прогнозирования;

    Примечание – Для обеспечения описанной визуализации в системе используются специально подготовленные трёхмерные модели зданий 401 и 601. Точки контроля (точки расположения датчиков штатных систем и точки ручного радиационного контроля) представлены в виде трёхмерных графических примитивов. Значения визуализируемых параметров радиационной обстановки, полученные в точках контроля, отображаются в виде цветовой раскраски графических примитивов, обозначающих указанные точки. Кроме условно обозначаемых точек контроля, трёхмерные модели содержат графические элементы, представляющие собой маркеры помещений. Система может отображать радиационную обстановку по помещениям в целом, в этом случае цвет маркера помещения может указывать, например максимальное, обнаруженное в данном помещении, значение отображаемого в данный момент параметра радиационной обстановки.

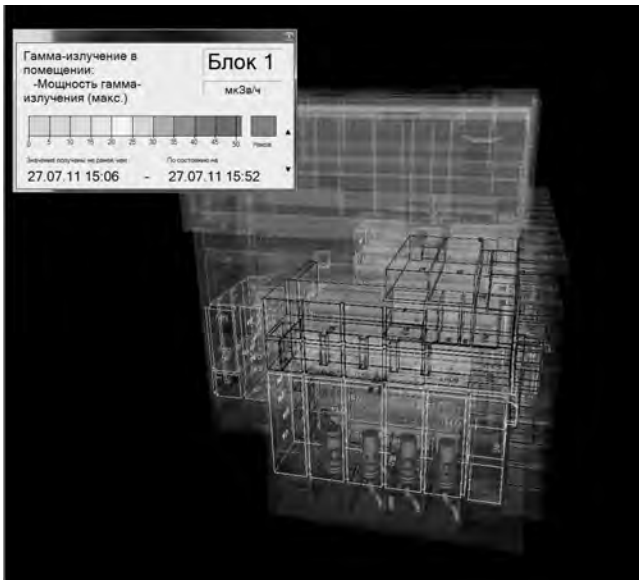


Рис. 3. Визуализация обобщённых данных по помещениям (используется цветовая раскраска маркеров помещений)

- автоматический показ параметров РО на трёхмерных моделях;

  Примечание – Демонстрация актуальной информации о радиационном фоне возможна в двух режимах: в режиме последовательной демонстрации радиационной обстановки в блоках зданий 401 и 601 с автоматическим переключением отображаемых зданий, их блоков, а также контролируемых физических параметров радиационной обстановки и режима их расцветки, либо в режиме ручного управления трёхмерной моделью (когда отображаемый блок, угол обзора, детализация модели и набор контролируемых параметров определяются оператором) (окно настройки визуализируемых данных в ручном режиме приведено на рис. 6).
- чтение численных значений визуализируемых параметров и доступ к дополнительной информации об этих данных для отдельного выбранного на модели объекта (пример на рис. 7);
- доступ к объектным и документальным данным ИС БДВЭ по контролируемым помещениям, точкам и другим объектам (рис. 8 и 9), в том числе путём выбора элементов на трёхмерной модели.
- обеспечение процесса выполнения маркировки помещений штрих-кодовыми метками;

  Примечание – Во избежание изготовления несанкционированных дубликатов меток, в процессе маркировки обеспечивается контроль количества напечатанных и расклеенных меток – для чего в составе системы предусмотрены модули выдачи и управления заданиями на маркировку и контроля их исполнения;

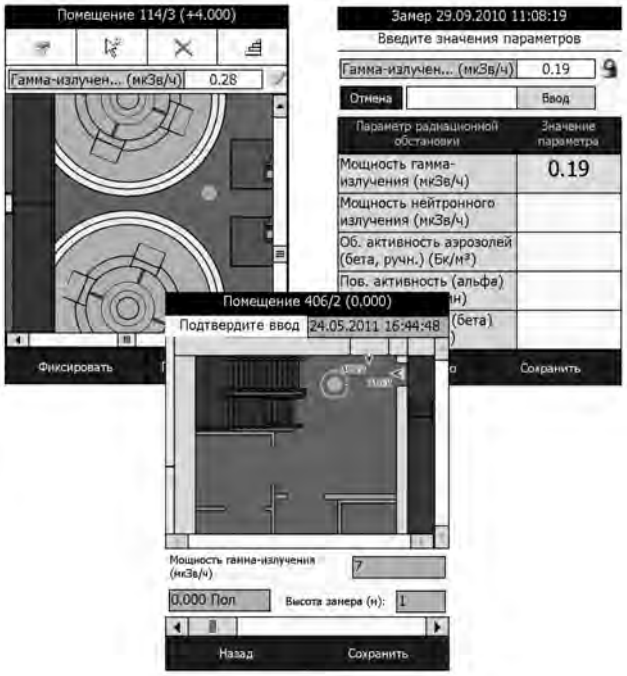


Рис. 4. Примеры экранных форм мобильного терминала сбора данных

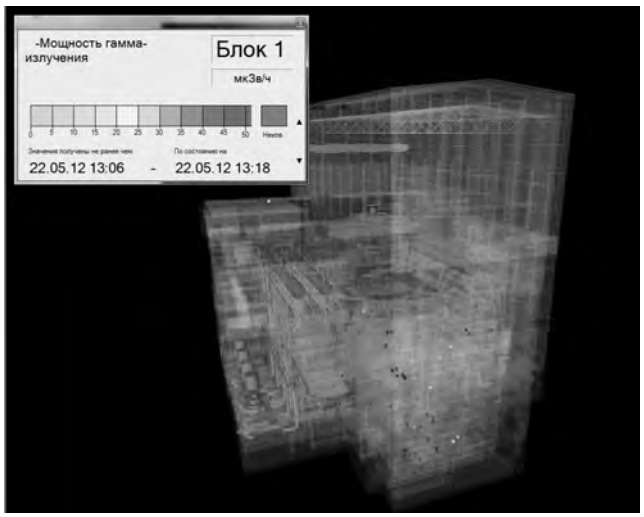


Рис. 5. Визуализация данных по точкам радиационного контроля (используется цветовая раскраска маркеров точек контроля)

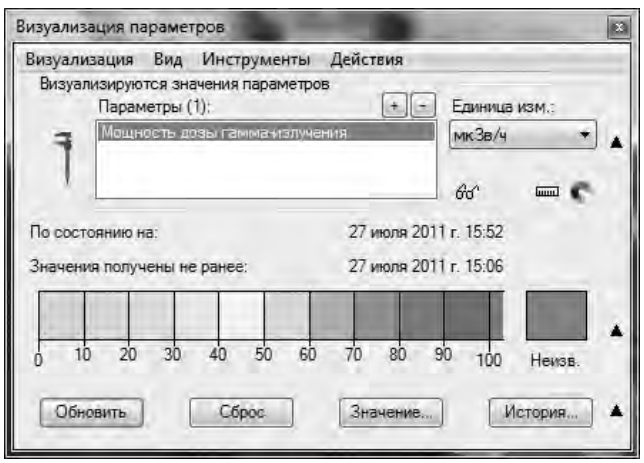


Рис. 6. Окно управления визуализацией параметров

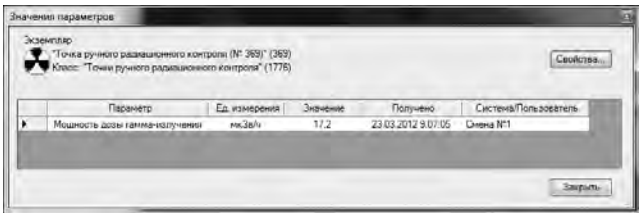


Рис. 7. Пример окна информации о визуализированном значении в точке радиационного контроля, выбранной на трёхмерной модели

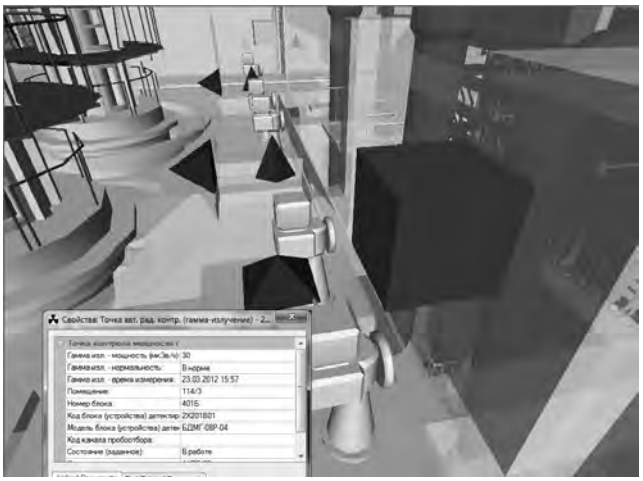


Рис. 8. Получение данных о выделенном объекте трёхмерной модели

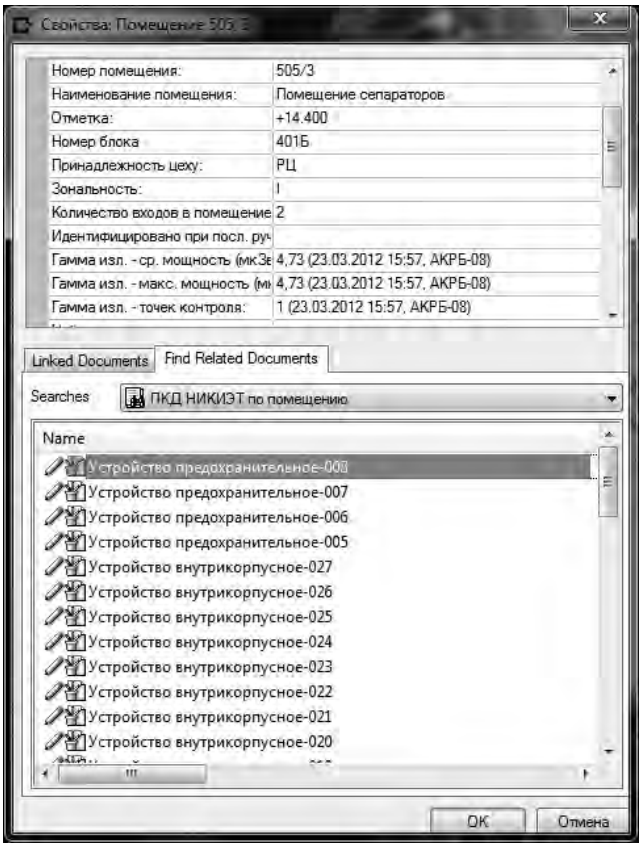


Рис. 9. Пример окна свойств помещения и связанных документов ИС БДВЭ (открывается при выборе объекта на трёхмерной модели)

- обеспечение для специалистов по трёхмерному проектированию возможности актуализации имеющихся в системе трёхмерных инженерных моделей, добавления и изменения зарегистрированных в системе планов помещений для нужд ТСД и др.;
- обеспечение инструментов администрирования для регистрации в системе ТСД, настройки доступа пользователей и выполнения других задач администрирования системы.

Заключение

Таким образом, в работе представлено применение технологий трёхмерного моделирования и автоматизированной идентификации для решения задач радиационного мониторинга на блоках АЭС. В месте с тем, применение АСРМ обеспечивает непосредственное наполнение ИС БДВЭ блоков АЭС данными о радиационном состоянии блоков.

В качестве основных результатов создания АСРМ, следует выделить следующее:

- повышение достоверности и актуальности данных ручного контроля;
- интеграция данных ручных и автоматических замеров параметров радиационной обстановки в единой базе, обеспечение унифицированных способов представления данной информации;
- обеспечение оперативного доступа к интегральной информации по радиационной обстановке в реакторных блоках зданий 401 и 601 через трёхмерные модели указанных зданий.

Как на стадии эксплуатации, так и на стадии вывода из эксплуатации потребителями информации АСРМ могут быть как специалисты различных цехов и подразделений ЛАЭС, ОАО «Концерн Росэнергоатом», так и специалисты проектных и конструкторских организаций, нуждающиеся, например, в информации для разработки программ КИРО или проектов ВЭ (при условии обеспечения соответствующих каналов связи между ЛАЭС и указанными организациями).

Секция 2. **Экономика атомной энергетики**

ОПЕРАЦИОННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ» И ПУТИ ЕЁ ДОСТИЖЕНИЯ

Демидова Л.Н.

ОАО «Концерн Росэнергоатом»

На текущий момент усилиями руководителей всех уровней в ОАО «Концерн Росэнергоатом» внедряется и совершенствуется система управления издержками, которая невозможна без соблюдения режима жесткой финансовой и производственной дисциплины.

Требование к управлению издержками и повышению эффективности возникает на основе внешних и внутренних вызовов. К внешним вызовам можно отнести: изменение правил рынка электрической энергии и мощности, ужесточение конкуренции производителей энергии, продолжение реализации масштабных инвестиционных программ строительства АЭС, предъявление жестких требований со стороны ФОИВ к реальному повышению эффективности функционирования и развития объектов энергетики и другие. К внутренним вызовам можно отнести: реструктуризацию операционных затрат Концерна (недооценка в прошлом РАО и ОЯТ), увеличение отчислений в резерв на обеспечение ЯРТиПБ и в резерв на обеспечение ФЗ вследствие аварий на АЭС «Фукусима» и Баксанской ГРЭС, рост затрат на СЯТ в связи с осуществлением равновесного подхода к ценообразованию на СЯТ.

Подходы Федеральных органов исполнительной власти (ФСТ России, Минэкономразвития России), применяемые при государственном регулировании тарифов для Концерна, также являются предпосылкой для повышения внутренней эффективности. Это проявляется в жестком нормировании части затрат по уровню 2009 года, что составляет около 35% общего объема необходимой валовой выручки на безопасность (НВВБ). Методологической предпосылкой для повышения внутренней эффективности при государственном регулировании тарифов для Концерна (Методические указания по определению размера денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций, утвержденные приказом ФСТ России от 13.10.2010 № 485-э, и Порядок определения цены на мощность вводимых в эксплуатацию новых атомных станций, утвержденный приказом ФСТ России от 13.10.2010 № 486-э) является Определение НВВБ по принципу «сообщающихся сосудов» — увязка с доходом за электроэнергию полученную на рынке на сутки вперед (далее РСВ) и регулирование по замыкающему принципу (НВВБ — выручка на РСВ = регулируемая величина).

Применение ФСТ России при государственном регулировании тарифов завышенной цены на электроэнергию, реализуемую на РСВ (прогнозы представляются НП «Совет рынка»), снижает регулируемую составляющую выручки и приводит к недостатку финансовых средств у Генерирующей компании. При этом НА «Совет рынка» не несет ответственности за недостоверность публикуемых прогнозов.

Прогнозируемое снижение выручки от реализации электроэнергии на РСВ в 2012 году, по сравнению с объемом учтенным ФСТ России, 18.6 млрд рублей.

Кроме того, в 2012 году ФСТ России при тарифном регулировании ряд расходов Концерна были учтены не в полном объеме. Снижение составило 13,9 млрд рублей. Невозможность снижения планируемых расходов по ряду затрат (например, РАО и ФОТ) влечет необходимость уменьшения стоимости строительства при условии выполнения физических объемов. Суммарное снижение инвестресурса в 2012 году составляет 32,8 млрд рублей.

Контроль издержек осуществляется одновременно и со стороны Госкорпорации «Росатом», и Федеральными органами исполнительной власти.

- В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.09.2008 № 705 «О Программе деятельности Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» на долгосрочный период (2009–2015 годы)» для Концерна установлено задание на снижение удельных эксплуатационных расходов на 2,5 % ежегодно от уровня 2006 года по трем статьям: «Работы (услуги) производственного назначения», «Сырье и материалы» и «Ремонт основных фондов» (далее статьи РЭН).

  В целях достижения установленного задания филиалам Концерна – АЭС в рамках бюджетного процесса доводятся лимиты финансовых средств, проводится постоянный мониторинг их исполнения.
- Проводится ряд мероприятий по выполнению поручения Президента Российской Федерации от 02.04.2011 № 846 по снижению затрат на приобретение товаров (работ, услуг) в расчете на единицу продукции не менее чем на 10% в год в течение трех лет в реальном выражении в ценах 2010 года.
- Госкорпорацией «Росатом» в рамках разработки единой концепции развития и системы стртегических показателей до 2030 года для Концерна были утверждены целевые ориентиры индикаторов развития и их предварительные значения до 2015 года, в том числе целевой ориентир «Условно-постоянные затраты (контролируемые) на 1 МВт·ч, руб/МВт·ч (в сопоставимых ценах 2010 года) с целевым значением 252 МВт·ч в 2015 году.

Достижение уровня целевого индикатора к 2015 году в размере 252 МВт·ч возможно только при условии, что рост затрат должен быть ежегодно ниже уровня инфляции на 2%.

- Федеральным законом от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдель-

ные законодательные акты российской Федерации» Концерном выполняется задание по экономии энергоресурсов.

- В соответствии с поручением Правительства Российской Федерации (выписка из протокола заседания Правительства РФ от 15.11.2009 № 37 «О реализации комплекса мероприятий, направленных на повышение внутренней эффективности субъектов естественных монополий и снижение издержек в энергетике») проводится ряд мероприятий, направленных на повышение внутренней эффективности и снижение издержек в энергетике.

Таким образом, в рамках реализация мероприятий направленных на повышение внутренней эффективности и снижения издержек в 2011 году, более 23, 38 млрд руб., из них:

1. Выполнение ориентира — «условно постоянные затраты» к 2015 году, исполнение поручения Президента РФ по снижению затрат на приобретение товаров (работ, услуг) в расчете на единицу продукции не менее чем на 10% в год и дополнительные усилия менеджмента по снижению расходов составляет 1,71 млрд руб.
2. Выполнение постановления правительства РФ от 20.09.2008 № 705 о снижении РЭН на 2,5% и повышение эффективности инвестиционной деятельности составляет 20, 80 млрд руб.
3. Повышение энергоэффективности и ресурсосбережения 0, 87 млрд руб.

Программа повышения внутренней эффективности сформирована в соответствии с поручением правительства Российской Федерации (выписка из протокола заседания Правительства РФ от 15.11.2009 № 37 «О реализации комплекса мероприятий, направленных на повышение внутренней эффективности субъектов естественных монополий и снижение издержек в энергетике»).

Особенностями подхода к формированию Программы повышения внутренней эффективности ОАО «Концерн Росэнергоатом» в 2012 году является изменение подхода к порядку формирования Программы повышения внутренней эффективности с 2012 года, то есть: до 2012 года – доведение целевых значений по принципу «сверху – вниз» филиалами АЭС с постоянным мониторингом их исполнений, а в 2012 году – формирование Программы по принципу «снизу – вверх» на основании целевых значении, полученных от филиалов действующих АЭС.

Планируемый эффект от проводимых мероприятий в 2012 году по Программе повышения внутренней эффективности ОАО «Концерн Росэнергоатом» на 2012 год составляет 14 795,3 млн руб. без эффекта от реализации программы энергоэффективности ввиду неопределенности ряда мероприятий, которые будут уточнены по факту их реализации.

ТЕНДЕНЦИИ В ЦЕНООБРАЗОВАНИИ НА ПРОДУКЦИЮ (УСЛУГИ) ПРЕДПРИЯТИЙ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА ДЛЯ АЭС

Никишкина И.Н.

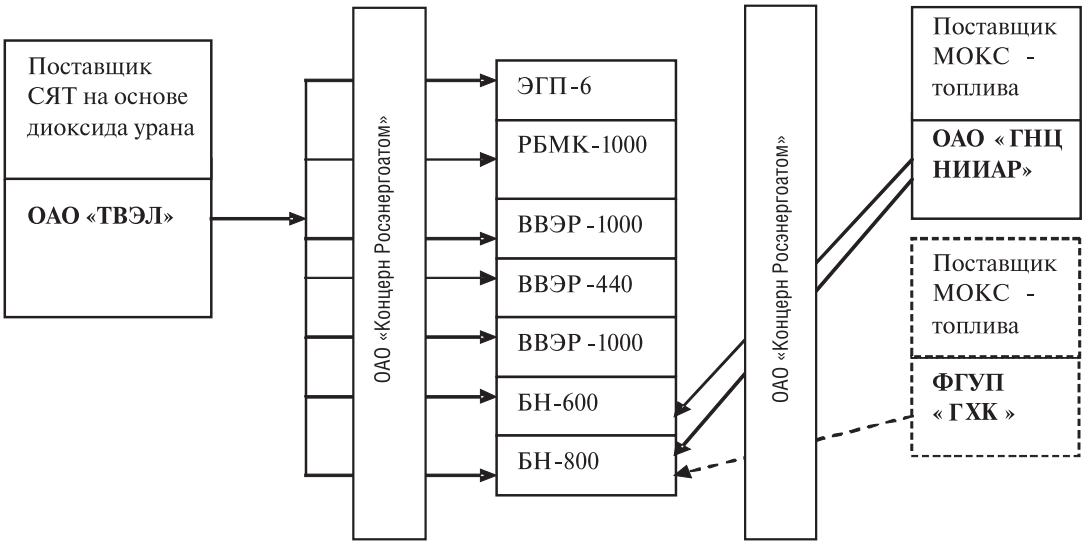
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Поставщики ядерного топлива для ОАО «Концерн Росэнергоатом»:

- ОАО «ТВЭЛ» — в части топлива на основе диоксида урана (UO_2) для текущих перегрузок действующих АЭС и первоначальных загрузок строящихся энергоблоков ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000, БН-600, БН-800, ЭГП-6, ВВЭР-1200 по централизованному договору;
- ОАО «ГНЦ «НИИАР» — в части уран-плутониевого топлива для реакторов БН-600, БН-800 по централизованному договору.

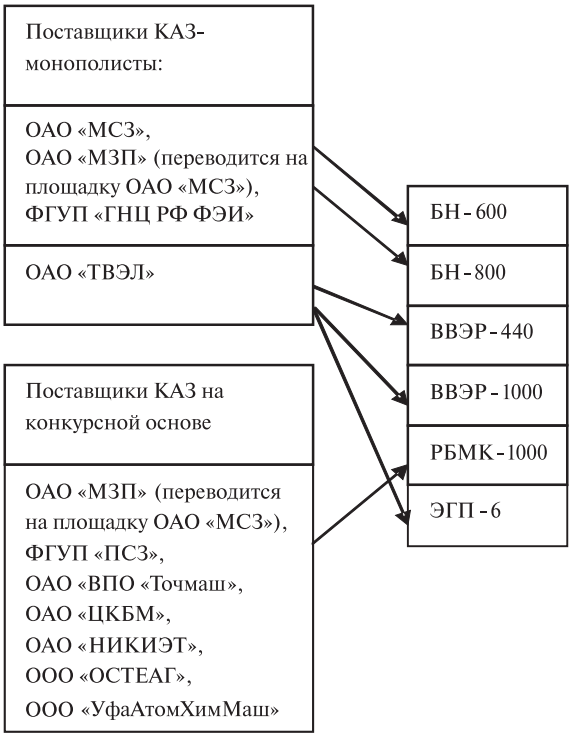
Поставщики комплектующих активной зоны реакторов АЭС:

- ОАО «ТВЭЛ» — в части комплектующих активной зоны реакторов ВВЭР-440, ВВЭР-1000, ВВЭР-1200;
- ОАО «МЗП» — в части комплектующих активной зоны реакторов РБМК-1000, БН-600, БН-800;
- ОАО «МСЗ» — в части комплектующих активной зоны реакторов РБМК-1000,БН-800;



Структурно-технологическая схема поставки ядерного топлива для ОАО «Концерн Росэнергоатом»

- ФГУП «ПСЗ», ОАО «ВПО «ТОЧМАШ», ОАО «ЦКБМ», ОАО «НИКИЭТ» , ООО «ОСТЕАГ», ООО «УфаАтомХимМаш» – в части комплектующих активной зоны реакторов РБМК-1000 (по результатам проведения конкурсных процедур).



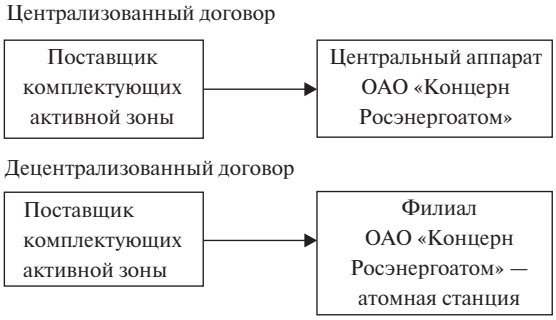
Структурно-технологическая схема поставки комплектующих активной зоны для филиалов ОАО «Концерн Росэнергоатом» — атомных станций

Поставщики услуг по обращению с ОЯТ:

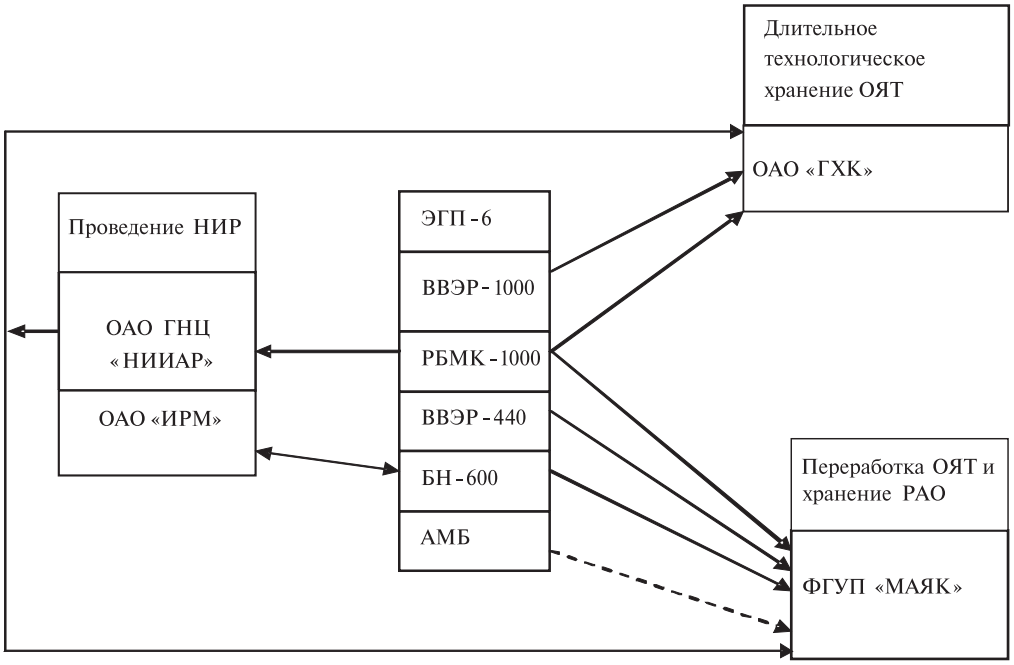
- ФГУП «ПО «МАЯК» — в части услуг по переработке ОЯТ ВВЭР-440, БН-600, некондиционного ОЯТ РБМК-1000 и длительного хранения РАО.
- В перспективе в ФГУП «ПО «МАЯК» планируется переработка некондиционного ОЯТ РБМК-1000 и ОЯТ АМБ.
- ФГУП «ГХК» — в части услуг длительного технологического хранения ОЯТ ВВЭР-1000 и РБМК-1000, находящегося в федеральной собственности;
  — в части услуг технологического хранения ОЯТ ВВЭР-1000, находящегося в собственности ОАО «Концерн Росэнергоатом» с целью дальнейшей переработки его на РТ-2.
- ОАО «ГНЦ НИИАР», ОАО «ИРМ» — в части оказания услуг по проведению научно-исследовательских работ.

Схемы заключения договоров

Поставка комплектующих активной зоны осуществляется как по централизованным, так и по децентрализованным договорам:



Договора на поставку комплектующих активной зоны определенной номенклатуры заключаются с единственными поставщиками: ОАО «ТВЭЛ» (ОР СУЗ для реакторов ВВЭР), ОАО «МСЗ» (гильзы СУЗ для реактора БН-600), ОАО «МЗП» (стержни СУЗ для реакторов РБМК), ФГУП «ГНЦ РФ ФЭИ» (комплект элементов сурьмяно-берилиевых источников фотонейтронов для реактора БН-600).



Структурно-технологическая схема вывоза ОЯТ с филиалов ОАО «Концерн Росэнергоатом» — атомных станций

Тенденции в ценообразовании на комплектующие активной зоны (КАЗ)

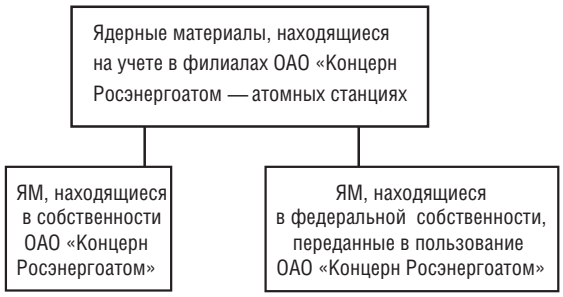
Существует определенная номенклатура комплектующих активной зоны, поставка которых осуществляется по договорам, заключаемым по результатам проведения конкурсных процедур в соответствии с федеральным законом от 21.07.2005 ФЗ-94 «О размещении заказов на поставки товаров».

Цены устанавливаются по итогам проведения конкурса.

В последние годы отмечалась тенденция снижения цен на комплектующие АЗ, поставляемые по договорам, заключенным по итогам проведенных конкурсных процедур. Однако, прогнозирование цен на комплектующие АЗ, поставляемым по договорам, заключаемым по итогам проведенных конкурсных процедур, не представляется возможным.

Цены на комплектующие активной зоны, производства ОАО «ТВЭЛ», ОАО «МСЗ» регулируется Госкорпорацией «Росатом». Тенденция регулирования цен – индексация цен на комплектующие активной зоны аналогична индексации цен на урановую продукцию.

Структура ядерных материалов по видам собственности



На учете в филиалах ОАО «Концерн Росэнергоатом» находятся как ядерные материалы, являющиеся собственностью ОАО «Концерн Росэнергоатом», так и находящиеся в федеральной собственности, переданные в пользование ОАО «Концерн Росэнергоатом» в рамках договора с Госкорпорацией «Росатом».

Свежие ядерные материалы, поставляемые на АЭС по централизованному договору с ОАО «ТВЭЛ» являются собственностью ОАО «Концерн Росэнергоатом». Таким образом, все ядерные материалы, находящиеся на складах АЭС находятся в собственности концерна.

На учете филиалов ОАО «Концерн Росэнергоатом» находятся облученные ядерные материалы, как находящиеся в собственности ОАО «Концерн Росэнергоатом», так и федеральные ядерные материалы, переданные в пользование ОАО «Концерн Росэнергоатом» по договору с Госкорпорацией «Росатом».

Ценообразование на СЯТ

Цены на свежее ядерное топливо являются государственно-регулируемыми и устанавливаются федеральной службой по тарифам (ФСТ) на базовые ТВС. На все остальные ТВС различных исполнений цены устанавливаются методом индексации.

Цены на новые штатные виды ТВС для новых типов строящихся реакторов (ПАТЭС, БН-800) должны проходить экспертизу в ФСТ.

Динамика изменения усредненных цен на базовые ТВС за период с 2005 года:

Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Индекс цены*	1,00	1,18	1,31	1,63	1,96	2,13	2,34

* Индекс цены рассчитывался как отношение цены текущего года к цене 2005 года.

Динамика изменения цен на комплектующие активной зоны, производства ОАО «МЗП», за период с 2005 года

Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Индекс цены*	1,00	1,10	1,20	1,33	1,45	1,57	1,730

* Индекс цены рассчитывался как отношение цены текущего года к цене 2005 года.

Динамика изменения цен на услуги по обращению с ОЯТ ВВЭР-1000:

Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Индекс цены*	1,00	1,66	1,73	2,03	2,41	2,61	2,87

* Индекс цены рассчитывался как отношение цены текущего года к цене 2005 года.

Динамика изменения цен на услуги по обращению с ОЯТ ВВЭР-440:

Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Индекс цены*	1,00	1,02	1,32	1,85	2,20	2,50	2,75

* Индекс цены рассчитывался как отношение цены текущего года к цене 2005 года.

Динамика изменения цен на услуги по обращению с ОЯТ БН-600:

Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Индекс цены*	1,00	1,02	1,32	1,78	2,11	2,29	2,52

* Индекс цены рассчитывался как отношение цены текущего года к цене 2005 года.

6. Ценообразование на услуги по обращению с ОЯТ.

Модели ценообразования на услуги по обращению с ОЯТ, находящегося в федеральной собственности, и ОЯТ, находящегося в собственности ОАО, различны.

Стоимость услуг ФГУП «ПО МАЯК» по обращению с федеральным ОЯТ ВВЭР-440, БН-600 включает в себя стоимость услуг переработки ОЯТ и длительного хранения РАО.

Стоимость услуг ФГУП «ГХК» по обращению с федеральным ОЯТ ВВЭР-1000, РБМК-1000 включает в себя только стоимость длительного технологического хранения ОЯТ.

Методика ценообразования на услуги по обращению с ОЯТ, находящимся в собственности ОАО «Концерн Росэнергоатом» учитывает оплату услуг по всем этапам обращения с ОЯТ, длительного хранения РАО и их захоронения, и предусматривает обязательную переработку ОЯТ.

Прогнозные расчеты топливной составляющей тарифа на электроэнергию на период с 2012 по 2030 год выявляют динамику увеличения доли затрат на обращение с ОЯТ в топливной составляющей тарифа.

Доля затрат на услуги по обращению с ОЯТ в топливной составляющей тарифа на электроэнергию в ценах 2012 года (прогноз):

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Доля затрат	0,114	0,111	0,126	0,270	0,287	0,334	0,328	0,334	0,325	0,325

Год	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Доля затрат	0,285	0,343	0,303	0,298	0,306	0,317	0,299	0,417	0,400

Графики демонстрируют значительный рост затрат на обращение с ОЯТ в топливной составляющей тарифа, что обусловлено:

- решением ранее отложенных проблем по вывозу ОЯТ с АЭС с реакторами типа РБМК-1000;
- концепцией необходимости переработки ОЯТ, находящегося в собственности ОАО «Концерн Росэнергоатом», и захоронения РАО, образующихся в результате переработки.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВСЕХ СТАДИЙ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА «ВВЭР ТОИ»

Бунак И.В., Грикуров А.В.

Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В условиях усиливающейся конкурентной борьбы на внешнем и внутреннем энергетических рынках Госкорпорация «Росатом» ставит перед проектно-конструкторскими и научно-исследовательскими организациями ядерно-энергетической отрасли приоритетную задачу по разработке типового, оптимизированного и информатизированного проекта АЭС (ВВЭР ТОИ) на основе современных 6D-технологий. Параллельно с разработкой проекта создается единое информационное пространство, в рамках которого должны существовать и взаимодействовать различные программные комплексы (информационно-пространственная модель проекта, математическая модель проекта, экономическая модель проекта, стоимостная база данных материальных и трудовых ресурсов, единый отраслевой номенклатурный каталог оборудования и материалов, информационно-аналитические системы управления различными предметными областями и т.д.). Особое место и роль в ряду указанных программных продуктов отводится экономической модели всех стадий жизненного цикла энергоблока АЭС серии ВВЭР ТОИ. Это вызвано тем, что оптимизация всех проектных решений базового проекта (Нововоронежской АЭС-2) должна осуществляться, главным образом, в направлении улучшения экономических показателей энергоблоков (при сохранении требуемого уровня безопасности), которые в настоящее время признаны основными критериями конкурентоспособности АЭС.

Разработанная в виде клиент-серверного приложения с Web-интерфейсом экономическая модель представляет собой интегрированную систему расчетов показателей экономической эффективности, увязанных между собой определенными алгоритмами.

Модель позволяет решать следующие основные задачи:

- формировать стоимость сооружения энергоблока (капитальные затраты), эксплуатационные издержки, а также расходы на вывод из эксплуатации, с привязкой к конкретному региону размещения АЭС и проводить оценку экономической эффективности проектов АЭС с учетом всех стадий жизненного цикла;
- проводить покомпонентное сравнение с конкурирующими объектами и определять перспективные области улучшения конфигурации объекта;
- выбирать оптимальные проектные решения с точки зрения их наибольшего вклада в экономическую эффективность, а также проводить экспертизу готовой проектной продукции на предмет соответствия заданным экономическим параметрам.

Конфигурация модели была сформирована с учетом потребностей широкого круга потенциальных пользователей (ГК «Росатом», ОАО «Концерн Росэнергоатом», ЗАО «АСЭ» и др.) и включает в себя три глобальных модуля: модуль входных параметров, расчетно-аналитический модуль и модуль выходных параметров, которые, в свою очередь, состоят из различных блоков (см. рис. 1).



Рис. 1. Структура экономической модели

Между блоками существуют расчетно-логические взаимосвязи. Показатели, которые являются выходными показателями для одного блока, для другого блока могут являться входным данными для последующих расчётов. Таким образом, каждый блок расчётов можно охарактеризовать следующим набором данных:

В качестве входных данных в экономической модели можно выделить следующие типы:

- параметры модели, которые доступны для изменения пользователем непосредственно в интерфейсе модели;
- библиотека ресурсной модели;
- база данных стоимости материальных и трудовых ресурсов (БДС МТР), включая базу данных цен на оборудование;
- графики сооружения.

Данные последних 3 типов поступают через ресурсную модель. Ресурсная модель представляет собой произведение необходимого количества ресурсов из библиотеки ресурсной модели на соответствующие цены из БДС МТР. С помощью временных графиков сооружения вычисляется распределение во времени необходимых для сооружения объекта денежных средств.

Параметры модели, которые доступны для изменения пользователем, можно разделить на 4 группы:

- параметры, которые отвечают за временное распределение (время начала проекта, сроки ремонтов, сроки поставки топлива и т.д.);
- параметры, которые являются техническими характеристиками (тепловая мощность, КПД, потребление электрической мощности на собственные нужды и т.д.);
- параметры, которые отвечают за основные экономические развилки (тип поставки топлива, тип рынка электроэнергии, тип вывода из эксплуатации, доля финансирования из собственных средств и т.д.);
- параметры системного окружения (процентные ставки, инфляция, цены на топливо, цены на электроэнергию и т.д.).

Выходные показатели можно разделить на три группы:

- показатели из финансовой отчётности;
- ключевые интегральные показатели экономической эффективности (ЧДД, ВНД и т.д.);
- денежные потоки.

Одним из центральных блоков экономической модели является расчетно-аналитический блок функционально-стоимостного анализа (на методологической базе которого построена также работа блоков конкурентного анализа и оценки технических решений). Цель функционально-стоимостного анализа состоит в том, чтобы сделать более прозрачной и понятной стоимость производства электроэнергии на АЭС. Функционально-стоимостной анализ декомпозирует сложный производственно-технологический процесс на некоторую иерархическую последовательность технологических функций. При этом для каждой функции определяется стоимость ее реализации, то есть стоимость сооружения и функционирования соответствующей технологической системы, реализующей данную функцию. Тем самым процесс создания стоимости конечного продукта – электроэнергии раскладывается на ряд существенных элементов, который позволяет точнее понять структуру этого процесса и, в дальнейшем, принимать более обоснованные решения по его оптимизации. Для проведения функционально-стоимостного анализа в экономической модели были выделены 12 базовых технологических функций. Функции разбиты на 4 типа: основные производственные функции, функции безопасности, обеспечивающие функции и функции управления. В свою очередь, всем функциям были сопоставлены соответствующие технологические системы, в которых они осуществляются.

В блоке функционально-стоимостного анализа проводится оценка экономической эффективности проектных решений с помощью сравнения с базовым проектом НВАЭС-2, т.е анализ «что-если». При сравнении нескольких проектов, предварительно определяется список параметров, по которым сравниваются и отбираются эффективные проекты. Для каждого параметра определяется его вес, на основании значений параметров и их весов, формируется интегральный показатель эффективности, по которому ранжируются проекты. При этом экономическая модель позволяет на этапе сооружения проводить функционально-стоимостной анализ с определением расхода ресурсов на каждый объект или группу объектов конфигурации АЭС в физических объемах и стоимостном выражении. На этапе эксплуатации модель позволяет выполнять функционально-стоимостной анализ, то есть оценивать вклад функций каждого объекта или группы объектов в формирование эксплуатационных затрат. Функционально-стоимостной анализ позволяет проводить сравнение проекта ВВЭР ТОИ не только с конкурентными проектами, но и анализировать альтернативные проектные решения путем сравнения с базовым вариантом и является основой для методологии экспертизы готовой проектной продукции на предмет соответствия заданным экономическим параметрам и оценки эффективности проектных решений.

В основе экономической модели лежит концепция определения общего расхода ресурсов, необходимых для сооружения, эксплуатации и вывода из эксплуатации АЭС. В процессе сооружения АЭС используются тысячи наименований различных ресурсов, значимость которых в итоговой стоимости АЭС различна. На ранних стадиях разработки проекта АЭС может быть не доступен (не определен) полная номенклатура всех задействованных ресурсов. Полный перечень так же может быть не доступен по ряду других причин. В связи с этим экономическая модель позволяет оперировать не полным перечнем всех ресурсов, а агрегированными ресурсами (т.е. группой ресурсов, имеющих близкие характеристики и функциональное назначение, а так же измеряемые в одних единицах). Помимо концепции оценки количества агрегированных ресурсов, в основе экономической модели так же лежит концепция разделения АЭС на здания и функциональные системы и несколько ключевых зданий. При этом ресурсные характеристики задаются для каждой отдельной функциональной системы.

Экономическая модель обеспечивает постоянную актуализацию цен агрегированных ресурсов в соответствии с БДС МТР, которая содержит и актуализирует текущие цены на марки материалов и виды оборудования. БДС МТР создана на базе «1С: Предприятие 8» как электронное хранилище данных, позволяющее систематизировано проводить мониторинг и поддерживать в актуальном состоянии информацию о стоимости всех видов ресурсов, относящихся к специфике атомной отрасли и используемых при сооружении, эксплуатации и выводе из эксплуатации АЭС ВВЭР-ТОИ. БДС МТР предполагает возможность импорта данных не только в

экономическую модель, но и в основные сметные программные комплексы, применяемые в отрасли. Использование БДС МТР позволит максимально достоверно определять стоимость затрат по АЭС на всех стадиях жизненного цикла.

Архитектура построения экономической модели позволяет использовать ее на любой стадии готовности проекта или времени его реализации, при этом погрешность расчетов тем ниже, чем более подробные и конкретные данные можно получить из управленческих графиков и проектной документации. В экономической модели предусматривается использование трех классов точности исходных данных по стоимости (в настоящее время наивысший класс точности доступен пока только для проекта НВАЭС-2, по которому создана точная ресурсная модель на базе рабочей сметной документации).

Экономическая модель работает как интегратор проектных и управленческих данных, содержащихся в разных точках компетенции и программных средах единого информационного пространства проекта ВВЭР-ТОИ. Концепцией предусматриваются два уровня управления/пользования моделью (с использованием интерфейса удаленного доступа к расчетным модулям):

- инженер-проектировщик/менеджер проекта (рабочий уровень);
- экономист/топ-менеджер (контрольный уровень).

Рабочий уровень позволяет проанализировать последствия принятия конкретных инженерных и/или управленческих решений. В этом случае соответствующие изменения с той детализацией, которая известна на момент моделирования, вносятся в инструменте проектировщика/ конструктора (типа пакета SmartPlant) и/ или инструменте управления проектом (типа Primavera) – модель подгружает в себя изменения в исходных данных и по запросу пользователя решает любую модельную задачу под заданные параметры.

Контрольный уровень позволяет решать прямые и обратные задачи, задавать граничные условия. Пример прямой задачи: исходя из капзатрат, эксплуатационных расходов, КИУМ, мощности блока и необходимого ЧДД считается допустимая отпускная цена электроэнергии. Пример обратной задачи: исходя из ожидаемой цены на рынке электроэнергии, определяется насколько необходимо ограничить затраты (капитальные затраты, эксплуатационные расходы) и подобрать параметры, при которых достигается необходимая эффективность инвестиций. В частности, в этом качестве экономическая модель может быть использована, как инструмент Заказчика при приемке технического проекта на соответствие требованиям технического задания.

Принципиальные отличия экономической модели всех этапов жизненного цикла проекта ВЭЭР ТОИ от существующих программных продуктов (ТЭО-Инвест, Альт-Инвест, Project Expert и др.) состоят в следующем:

- учет особенностей российской атомной энергетики (в том числе, СЯТ, ОЯТ, РАО, резервы и др.);
- расширенные функциональные возможности (решение прямых, обратных и оптимизационных задач, связь с БДС МТР и единым информационным пространством проекта ВВЭР ТОИ);
- улучшенные потребительские качества (гибкая и точная настройка параметров проекта, простота в использовании, эргономичность, поддержка iPad-версии);
- защищенность программного кода (администрирование, логирование действий);
- возможность постоянного развития модели для решения новых задач.

ОРГАНИЗАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ УПРАВЛЕНИЯ УСПЕШНОСТИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПЕРСОНАЛА В АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Аксиненко С.П.

ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Высокий уровень автоматизации, передовые технологии в атомной энергетике позволяют высокоэффективно производить продукцию, однако центральным звеном производственного процесса в отрасли остается человек. Численность персонала, занятого в атомной энергетике на конец 2010 года составляла около 50 тыс. чел.

Дальнейший научный прогресс, являющийся основой развития атомной энергетики, предопределяет увеличение требований, предъявляемых к персоналу. Эти требования имеют определенную специфику по сравнению с другими наукоемкими отраслями – требования по обеспечению ядерной и радиационной безопасности.

Проблемам безопасности атомных станций посвящено большое число работ российских ученых и специалистов. Можно выделить работы В.Н. Абрамовой, В.И. Борисенко, А.М. Бахметьева, Л.Н. Воронина, Б.Г. Гордона, Р.Е. Засорина, А.М.Карякина, В.И. Пампуро, О.Б.Самойлова, Ю.Н.Селезнева, Г.Б. Усынина и ряда других. Анализ проблем формирования успешности деятельности (далее по тексту – УД) и ее оценки получили развитие в научных трудах западных специалистов Дж. В. Аткинсона, У. Джеймса, Т. Котарбинского, а также отечественных исследователей В.Н. Абрамовой, В.А. Бодрова, С.А. Дружилова, М.Д.Устюжникова и др.

Однако многие проблемы управления успешности профессиональной деятельности персонала атомных станций, где надежность персонала, его квалификация, приверженность культуре безопасности определяют ядерную безопасность объекта, еще недостаточно изучены. Следует отметить отсутствие единого, системного подхода к решению этой актуальной проблемы.

Все это определило выбор направление работы – развитие на основе системного подхода теоретических и методических аспектов управления и оценки успешности профессиональной деятельности персонала атомных станций.

Методологическая основа работы - теоретические и практические исследования отечественных и зарубежных ученых и специалистов, занимающихся исследованиями в области качества образования, повышения квалификации персонала, обеспечении ядерной безопасности. В работе использовались методы системного анализа, экономико-математического моделирования, сравнения, статистических группировок, промышленной психологии, обобщений, аналогий, прогнозирования. Информационную базу исследования составили законодательные и нормативные акты Российской Федерации, материалы Федеральной службы государственной статистики, Госкорпорации «Росатом», ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Научная новизна исследования заключается в разработке организационно-методических аспектов управления и оценки успешности профессиональной деятельности персонала в атомной энергетике при безусловном выполнении требований ядерной безопасности, отличающейся применением теории систем и компетентностного подхода. Практическая значимость работы заключается в возможности использования основных полученных результатов в повышении успешности профессиональной деятельности персонала атомных станций.

Традиционно эффективность производственной (трудовой) деятельности определяется исходя из поставленных целей как функция достигнутых результатов и затраченных ресурсов. Многие ученые при рассмотрении понятия «эффективность труда» рассматривают такие понятия, как: экономическая эффективность труда; социальная эффективность труда; качество трудовой жизни; производительность труда; надежность труда; трудовой вклад и др.

Ряд специалистов определяет эффективность производственной деятельности через понятие «успешность» [1–3]. Под понятием «успешность» далее будем понимать объективный интегральный показатель эффективности труда, самоактуализации профессионального потенциала работника, который выражается в признании внешней средой (непосредственный руководитель, вышестоящий руководитель) достижений работника.

Под УУПД персонала атомных станций далее будем понимать: «Систематический процесс совершенствования организационных показателей труда на основе научно-практических знаний о человеке в сфере производства, в целях оптимизации труда и минимизации рисков снижения надежности работы атомных станций». Под надежностью здесь понимается степень выполнения обязательств по производству и поставке электроэнергии.

Нами выделены семь основных принципов которые стали основой для разработки концептуальных положений и построения системы УУПД персонала атомных станций.

1. Принцип соответствия критериев оценки успешности профессиональной деятельности структуре деятельности человека.

- Принцип приверженности культуре безопасности — стремление обеспечить безопасность при выполнении работ проявляется как приоритетная цель и внутренняя потребность работника.
- Принцип комплексности — УД персонала представляется деятельностью, направленной на обеспечение безопасности и высокое качество работ.
- Принцип индивидуального подхода – оценка успешности направлена на выявление индивидуальных характеристик и особенностей каждого конкретного работника в сравнении с характеристиками соответствующих профессиональных стандартов.
- Принцип непрерывности – оценка УД должна поддерживать непрерывный контроль ее динамики через систему мониторингов всех компонент профессиональной компетентности.
- Принцип информационной адекватности – УД должна базироваться на современных информационных технологиях, включая базы данных и системы обеспечения принятия решения.
- Принцип количественной оценки – оценка УД персонала, ее компонентов и их компенсаторных особенностей должна проводиться по специально разработанным общим количественным и качественным критериям.

В качестве основных инструментов УУПД персонала на атомных станциях выделяем:

- словарь и шкалы компетенций профессиональной деятельности для 142 основных и специфичных должностей АЭС;
- банк профессиональных стандартов (нормативные документы, отражающие требования к 15 основным профессиям АЭС по квалификационным уровням);
- банк профессиограмм для 142 основных и специфичных должностей АЭС;
- профили и модели трудовых компетенций по 142 должностям АЭС.

Разработанная система УУПД персонала атомных станций состоит из основных компонентов: компонент определяющий эффективность труда работника на основе профессиональных стандартов; компонент, определяющий самоактулизацию профессионального потенциала работника на основе профессиограмм должностей; компонент признания достижений работника внешней средой. Управление успешностью профессиональной деятельности осуществляется в четырех основных направлениях:

- управление процессами мотивационной регуляции у работника, адекватной целям организации;
- формирование и поддержание профессиональных знаний;
- управление профессиональным поведением;
- формирование профессинально-важных личностных качеств работника.

Среди внутренних ресурсов обеспечивающих УД работника, следует выделить:

- профессиональные компетенции, реализуемые работником в профессиональном поведении;
- приверженность работника культуре безопасности;
- психологическая готовность работника к работе и его адаптация к меняющимся условиям труда;
- социальная адаптация, самоконтроль и ответственность;
- психологическое и психофизиологическое состояние работника [4].

В процессе трудовой деятельности работника существуют риски снижения его УД, обусловленные:

- ухудшением таких параметров внешней среды как условия жизни и трудовой деятельности, ситуация на рынке труда, социо-культурные факторы и др;
- возникающими несоответствиями личностных качеств и профессиональной компетентности работника требованиям профессии.

В выборе средств влияния на успешность работника руководитель должен основываться на результатах анализа факторов рабочего места, состояния работника и оценки рисков снижения его успешности. В УУПД проводится мониторинг достижений работников. Необходима повседневная работа по оценке и регистрации объективных показателей выполнения работ и их соответствия с прогнозом успешности работника. Ведение баз данных успешности позволяет объективно и оперативно оценивать заслуги работников за определённые этапы работы в целях установления или корректировки размера и величины мотивационного пакета работника.

Разработанная методика оценки УД предлагает проводить ежегодную и ежеквартальную оценку успешности работника станций на основе комплекса методов оценки. Столь серьезное внимание оценке уделяется, в

связи с высокой значимостью деятельности персонала, с позиций обеспечения ядерной безопасности.

Целями ежеквартальной оценки успешности являются:

- выявление и устранение аномалий в действиях и поступках работников в период оценки;
- повышение эффективности труда и ответственности к выполнению должностных инструкций, достижения конкретных целей, и определения конкретных рабочих заданий на текущий период;
- установление размера компенсационного пакета работника адекватно достижениям в труде;
- определение наиболее эффективных способов мотивации труда для полного раскрытия возможностей работника.

В ходе ежеквартальной оценки УД, непосредственный руководитель проводит индивидуальную оценочную беседу с подчиненным, в которой оценивает успешность его профессиональной деятельности за предыдущий квартал по заданным целям, показателям труда и рабочим заданиям, которые были запланированы совместно с подчиненным на период оценки и содержатся в Требованиях к должности. Непосредственный руководитель совместно с подчиненным разрабатывает рабочие задания на текущий период и их показатели с учетом специфики целей, выдвинутых для конкретной должности руководством предприятия. Результатом ежеквартальной оценки УД является коэффициент достижения показателей труда – K_m, который используется в ежегодной оценки успешности профессиональной деятельности работника.

Целями ежегодной оценки успешности являются:

- оценка соответствия индивидуальных показателей труда работника установленным требованиям;
- поуровневый анализ трудовых компетенций работника с соответствующим уровнем профессионального стандарта;
- оценка эффективности мотивационной регуляции у работника и ее адекватности целям организации;
- оценка профессионального поведения работника;
- определение индивидуальных потребностей в обучении;
- определение степени достижения работниками личных профессиональных целей;
- выявление возможностей улучшения работы;
- оценка стиля управления непосредственного руководителя.

Результаты ежегодной оценки УД является основой для принятия решений о служебном росте работника. Итоговая годовая оценка основывается на динамике достижений работника за истекший год работы. При ежеквартальной регистрации УД работника появляются объективные показатели профессионального роста, которые должны учитываться при увеличении разряда, повышении работника по карьерной лестнице, при повышении оплаты труда и выборе средств не материального стимулирования работника.

Оценка УД работника производится на основании перечня критериев для должности, которую занимает оцениваемый работник. Критерии по показателям труда и профилю трудовых компетенций для каждой должности штатной структуры атомной станции базируются на Перечне профилей трудовых компетенций для каждой должности и Перечне показателей эффективности труда для каждой должности.

В качестве количественных результатов ежегодной оценки УД выступают следующие показатели:

- коэффициент соответствия профилю компетенций – $K_п$,
- ежеквартальные коэффициенты достижения показателей труда – K_m,
- коэффициент профессиональной квалификации – $K_{кв}$,
- коэффициент сложности работ – $K_{сл}$,
- коэффициент развития – $K_р$.

Полученные значения коэффициентов используются для дальнейших расчетов в целях определения величины мотивационного пакета работника. Каждый коэффициент в зависимости от своего значения получает оценочный балл по 4-бальной шкале: от 1 до 4. Например, коэффициент соответствия профилю компетенций $K_п$ является количественным выражением степени близости профилей трудовых компетенций должности и полученных профилей в результате текущей оценки работника. Рассчитывается на основе метода сравнения двух профилей при помощи метрики Хемминга. Итоговая оценка предполагает четырехуровневую шкалу: высоко успешный работник **(**4 балла**), у**спешный работник **(**3 балла**), р**азвивающийся работник **(**2 балла**), в**озможны улучшения **(**1 балл**).**

Список литературы

Абрамова В.Н. Организационная психология в атомной энергетике. – Обнинск: ИАТЭ, 2009.

Котарбинский Т. Трактат о хорошей работе. – М.: Экономика, 1975.

Теплов Б.М. Способности и одарённость // Проблемы индивидуальных различий. — М., 1961. — С. 9–20

Карякин, А.М. Роль человеческого фактора в развитии атомного энергопромышленного комплекса России / А.М.Карякин, Ю.Н.Селезнев. — Вестник ИГЭУ, №1. — 2008. — С. 3–8.

ОЦЕНКА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ МОДЕЛИ РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ К ВОЗМОЖНЫМ ИЗМЕНЕНИЯМ ОСНОВНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Егоров А.Ф., Коробейников В.В., Поплавская Е.В.

ГНЦ РФ — Физико-энергетический институт им. А.И.Лейпунского

Фесенко Г.А.

НИЯУ МИФИ Обнинский институт атомной энергетики

Оценивается чувствительность сценариев развития ядерной энергетики России к изменениям основных экономических параметров, влияющих на её структуру. При этом предполагается постоянным вклад в энергетику России ядерной энергетики. Для исследований стратегий энергоснабжения используется программный код MESSAGE. В зависимости от изменения экономических параметров исследуется изменение структуры ядерной энергетики.

Введение

В России доля ЯЭ в производстве электроэнергии составляет 16%. По программе развития энергетики доля атомных станций будет расти и для того чтобы понять в каком направлении должна двигаться отрасль необходимо представить как будет работать комплекс атомных станций и сопутствующая инфраструктура через 30—50 лет. Такая система должна учитывать огромное количество факторов как экономического, так и технического (ресурсы, технологии) плана. Цель данной работы состояла в попытке оценить, как изменения экономических параметров элементов топливного цикла ядерной энергетики смогут повлиять на её структуру.

Для исследований в области экономики применялся программный комплекс MESSAGE, который широко используется в задачах энергетического планирования. Этот инструмент позволяет определить оптимальную стратегию энергоснабжения с учетом определенных пользователем доступных ресурсов, технологий и ограничений. В рамках данной работы исследовались сценарии развития ядерной энергетики на долгосрочную перспективу, когда значительно обострятся ресурсные ограничения и возникнет необходимость широкомасштабного ввода реакторов на быстрых нейтронах.

В зависимости от экономических показателей исследовались различные варианты наиболее выгодного сочетания быстрых и тепловых реакторов. По выбранному ряду индикаторов были проведены оценки и сделаны выводы о необходимом направлении и шагах, которые надо предпринять для стабильного развития ЯЭ.

1. Общая модель

Основными компонентами и элементными составляющими рассматриваемой энергетической системы в выбранном масштабе времени являются:

- Ресурсы (уран, плутоний, нарабатываемый в реакторах и «оружейный» плутоний, который можно использовать в мирных целях);
- Технологии (реакторы, работающие на тепловых и на быстрых нейтронах);
- Сопутствующая инфраструктура: заводы по производству, переработке топлива, хранилища ОЯТ и радиоактивных отходов. Основными характеристиками (свойствами) элементов системы служили технические и экономические показатели.

Расчётная схема включает все основные компоненты ЯТЦ: конверсию, обогащение, изготовление топлива, облучение топлива в реакторе, охлаждение и временное хранение отработавшего топлива, переработка отработавшего топлива, хранение выделенных после переработки продуктов.

Модель позволяет анализировать потоки ядерных материалов и производить экономический анализ и оптимизацию структуру ЯЭ. В модели предполагается многократное использование плутония, выделенного из топлива тепловых реакторов ВВЭР, усовершенствованных ВВЭР (УВВЭР) и быстрых реакторов. Остальные выделенные продукты (облученный уран, МА и продукты деления) хранятся и могут быть в дальнейшем использованы или захоронены. Облученное топливо реакторов РБМК не перерабатывается, а находится на временном хранении.

Модельные предположения

Приведенные в работе результаты расчетов получены при следующих модельных предположениях:

- Интервал прогнозирования ограничен 2050г;
- шаг моделирования равен 1 году;
- на данном этапе исследования было сделано предположение о непрерывности ввода мощностей ЯЭ;
- норма дисконтирования – 5%.
- общее количество природного урана 1 млн тонн. Ресурсы природного урана распределены по категориям и стоимостям.

Базовый сценарий развития ядерной энергетики предполагает выполнение ФЦП [1] до 2020 г. с дальнейшим наращиванием установленной мощности ЯЭ до 100 ГВт к 2050 г. Высокий сценарий предполагает 170 ГВт (эл) к 2050 году с учетом экспорта тепловых реакторов. Оценка урановых ресурсов проводилась в соответствии с работой [3]. Согласно ФЦП, к 2015 году установленные мощности внутрироссийских АЭС достигают величины 34,4 ГВт, к 2020 году – 42,5 ГВт. В структуре учтена история ввода и вывода реакторов РБМК и ВВЭР. Структура оптимизирована по затратам с 2020 г. В сценарии ввод быстрых реакторов БН-800 осуществляется по одному блоку в 2013, 2018 и 2021 годах. В период 2018—2035 гг. в эксплуатацию вводятся девять блоков РУ БН-1200. С 2036 года возможен неограниченный ввод реакторов БН-К-1,2,3 (коммерческая версия реакторов типа БН-1200 с коэффициентами воспроизводства соответственно – 1,2, 1,3, 1,4). В базовом сценарии доля быстрых реакторов ограничена доступным плутонием: получаемым после переработки отработавшего топлива тепловых реакторов и части оружейного и достигает величины 15,8% к 2035 году и 37,6% к 2050 году.

2. Оценка влияния удельных капитальных затрат реактора БН-1200 на его конкурентоспособность

В базовом варианте развития ЯЭ удельные капитальные затраты [2] на строительство реакторов БН-1200 и усовершенствованных реакторов на тепловых нейтронах УВВЭР-1000 были приняты одинаковыми. Для определения зависимости структуры ЯЭ, т.е. соотношения быстрых и тепловых реакторов, от величины удельных капитальных затрат на строительство реактора БН-1200 были рассмотрены варианты с увеличением капитальных затрат на 10—50%. Результаты этих исследований представлены в табл. 1.

Анализ представленных данных показывает, что повышение капитальных затрат реакторов БН на 10% уже приводит к существенному изменению соотношения тепловых и быстрых реакторов в парке атомной энергетики. К 2050 году доля быстрых реакторов снижается с 39 до 19%.

На рис. 1 показано изменение структуры ЯЭ относительно базового варианта при повышении капитальных затрат на строительство реактора БН-1200 на 50%. Доля перспективных быстрых реакторов остается до 2050 г. на уровне 14–15%.

Необходимо отметить, что чувствительность к удельным капитальным затратам на строительство зависит от масштаба ЯЭ. При рассмотрении более высокого сценария (170 ГВт (эл) к 2050 году с учетом экспорта тепловых реакторов) заметные изменения в структуре ЯЭ в 2050 г. наблюдаются при большем (на 30—50%) увеличении удельных капитальных затрат на строительство ректоров БН (см. табл. 2).

Таблица 1. Оценка влияния увеличения удельных капитальных затрат на строительство реактора БН-1200 на соотношение быстрых и тепловых реакторов в структуре атомной энергетики. Базовый сценарий развития ЯЭ

Вариант (рост удельных капитальных затрат, %)	**Годы**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
	Мощность, ГВт(эл)	**34,4**	**42,53**	**52,27**	**62**	**71,5**	**81**	**90,5**	**100**
	Доля тепловых и быстрых реакторов в парке ЯЭ								
Базовый вариант	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	0,72	0, 72	0,61
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	0,28	0, 28	0,39
2. (10%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	0,8	**0,8**	**0,81**
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	0,2	**0,2**	**0,19**
3. (20%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,82	0,83	**0,85**	**0,86**
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,18	0,17	**0,15**	**0,14**
4. (30%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,83	0,83	**0,85**	**0,86**
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,17	0,17	**0,15**	**0,14**
5. (40%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,83	0,85	**0,85**	**0,86**
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,17	0,15	**0,15**	**0,14**
6. (50%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,83	0,83	**0,85**	**0,87**
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,17	0,17	**0,15**	**0,13**

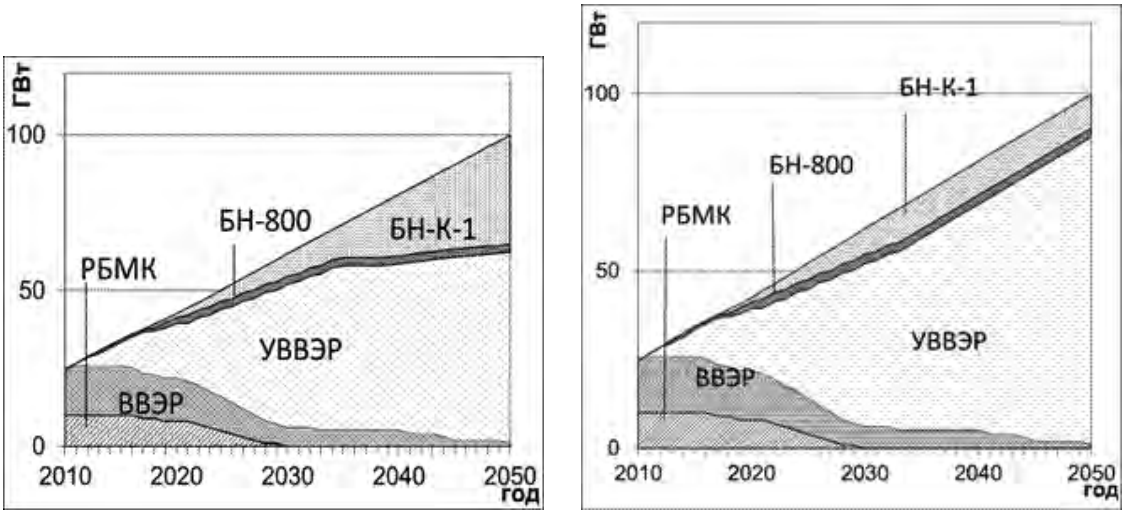


Рис. 1. Структура ЯЭ. а — для базового варианта; б — при повышении капитальных затрат на строительство БН-1200 на 50%

Таблица 2. Оценка влияния увеличения удельных капитальных затрат на строительство реактора БН-1200 на соотношение быстрых и тепловых реакторов в структуре атомной энергетики. Высокий сценарий развития ЯЭ

Вариант (рост удельных капитальных затрат, %)	**Годы**	**2015**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
	Мощность, ГВт(эл)	**34,4**	**122***	**134**	**146**	**158**	**170**
	Доля тепловых и быстрых реакторов в парке ЯЭ						
Высокий сценарий	ТР	0,97	0,84	0,81	0,72	0,61	0,54
	БР	0,03	0,16	0,19	0,28	0,39	0,46
2. (10%)	ТР	0,97	0,84	0,81	0,72	0,61	0,54
	БР	0,03	0,16	0,19	0,28	0,39	0,46
3.(20%)	ТР	0,97	0,84	0,81	0,79	0,73	0,65
	БР	0,03	0,16	0,19	0,21	0,27	0,35
4. (30%)	ТР	0,97	0,84	0,82	0,83	0,85	**0,84**
	БР	0,03	0,16	0,18	0,17	0,15	**0,16**
5. (50%)	ТР	0,97	0,84	0,82	0,83	**0,85**	**0,87**
	БР	0,03	0,16	0,18	0,17	**0,15**	**0,13**

В предположении объема экспорта на уровне суммарной мощности российских АЭС.

Таким образом, анализ чувствительности, проведенный с помощью программы MESSAGE, показывает, что:

- Удельные капитальные затраты на строительство реакторов БН-1200 являются чувствительным фактором в обеспечении конкурентоспособности реактора;
- Для успешного функционирования двухкомпонентной системы на основе тепловых и быстрых реакторов в ЗЯТЦ с демонстрацией всех присущих ей преимуществ превышение удельных капитальных затрат на строительство реакторов БН-1200 по сравнению с усовершенствованным тепловым реактором ВВЭР-1000 должно быть не более 10%;
- Необходимо продолжать НИОКР, направленные на поиск оптимальных путей снижения капитальных затрат реакторов типа БН.

3. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО РЕАКТОРОВ УВВЭР НА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ РЕАКТОРА БН-1200

Для реакторов УВВЭР-1000 было также рассмотрено увеличение капитальной составляющей в диапазоне от 10 до 50%. Полученные результаты приведены в табл. 3.

Расчетные исследования показали, что эффект от увеличения капитальных затрат на строительство перспективных реакторов УВВЭР-1000 начинает проявляться после 2050 года. К 2050 году доля БР в парке ЯЭ увеличивается с 39 до 46%.

На рис. 2 показано изменение структуры ЯЭ относительно базового варианта при повышении капитальных затрат на строительство реактора УВВЭР-1000 на 50 процентов.

Таблица 3. Оценка влияния увеличения удельных капитальных затрат на строительство УВВЭР-1000 на соотношение быстрых и тепловых реакторов в структуре атомной энергетики. Базовый сценарий развития ЯЭ

Вариант (рост удельных капитальных затрат, %)	**Годы**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
	Мощность, ГВт(эл)	**34,4**	**42,53**	**52,27**	**62**	**71,5**	**81**	**90,5**	**100**
	Доля тепловых и быстрых реакторов в парке ЯЭ								
Базовый вариант	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	0,72	0,67	0,61
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	0,28	0,38	0,39
2. (10%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	0,72	0,61	0,54
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	0,28	0,39	0,46
3. (20%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	0,72	0,61	0,54
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	0,28	0,39	0,46
4. (30%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	0,72	0,61	0,54
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	0,28	0,39	0,46
5. (40%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	0,72	0,61	0,54
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	0,28	0,39	0,46
6. (50%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	0,72	0,61	0,54
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	0,28	0,39	0,46

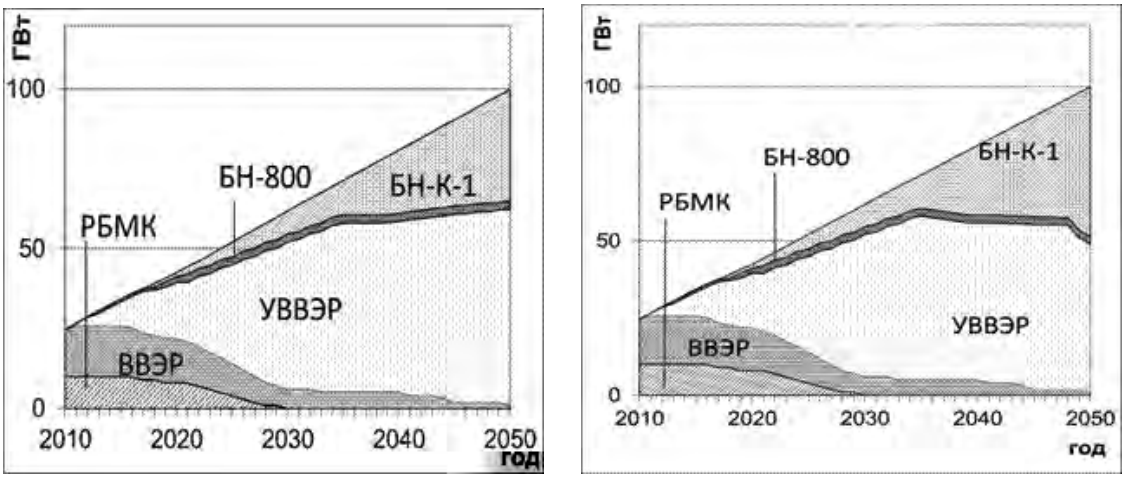


Рис. 2. Структура ЯЭ. а — для базового варианта; б — при повышении капитальных затрат на строительство УВВЭР-1000 на 50%

Необходимо отметить, что чувствительность к рассматриваемому параметру также зависит от масштаба развития ЯЭ. При рассмотрении более высоких сценариев данный эффект начинает проявляться только при увеличении капитальной составляющей на 50% и на очень далёком временном горизонте – после 2090 года.

4. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СТОИМОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТОПЛИВА НА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ РЕАКТОРА БН-1200

В данном разделе рассматривается влияние стоимости производства МОКС-топлива для реакторов БН-1200 на их конкурентоспособность в сравнении с перспективными тепловыми реакторами. В базовом варианте была принята стоимость изготовления МОКС-топлива, равная 2400$/кг. Далее было рассмотрено несколько вариантов с увеличенной стоимостью изготовления МОКС-топлива в диапазоне от 3000 до 6400$/кг. Результаты исследований приведены в табл. 4 и на рис. 3.

Результаты, представленные в таблице 4, показывают, что с повышением стоимости производства МОКС-топлива происходит снижение доли быстрых реакторов в атомной энергетике. При этом с повышением стоимости на 30% быстрые реакторы продолжают играть важную роль и после 2050 года, а при дальнейшем повышении стоимости производства МОКС-топлива быстрые реакторы вытесняются с рынка, что проиллюстрировано на рисунке 3 (а, б). В этом случае доля быстрых реакторов в структуре ЯЭ оказывается слишком малой, чтобы говорить о необходимости развития таких дорогих технологий.

Следует отметить, что данный параметр также чувствителен к масштабу развития атомной энергетики. При более высоких сценариях развития ЯЭ (170 ГВт(э) к 2050 г.) серьезные изменения в структуре ЯЭ наблюдается только при увеличении стоимости МОКС-топлива в 2—3 раза.

Полученные результаты исследования показывают, что стоимость производства МОКС-топлива является чувствительным фактором. В настоящее время **производство МОКС-топлива обходится дороже, чем производ-**

Таблица 4. Оценка влияния увеличения стоимости МОХ-топлива на соотношение быстрых и тепловых реакторов в структуре атомной энергетики

Вариант (рост удельных капитальных затрат, %)	**Годы**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
	Мощность, ГВт(эл)	**34,4**	**42,53**	**52,27**	**62**	**71,5**	**81**	**90,5**	**100**
	Доля тепловых и быстрых реакторов в парке ЯЭ								
Базовый вариант	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	0,72	0,67	0,62
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	0,28	0,33	0,38
2. (3000$/кг)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	**0,81**	**0,8**	**0,81**
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	**0,19**	**0,2**	**0,19**
3. (3400$/кг)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,82	0,83	0,84	0,86
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	**0,18**	**0,17**	**0,16**	**0,14**
4. (3600$/кг)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,83	0,83	0,85	0,87
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	**0,17**	**0,17**	**0,15**	**0,13**
5. (6400$/кг)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,84	0,83	0,85	0,87
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	**0,16**	**0,17**	**0,15**	**0,13**

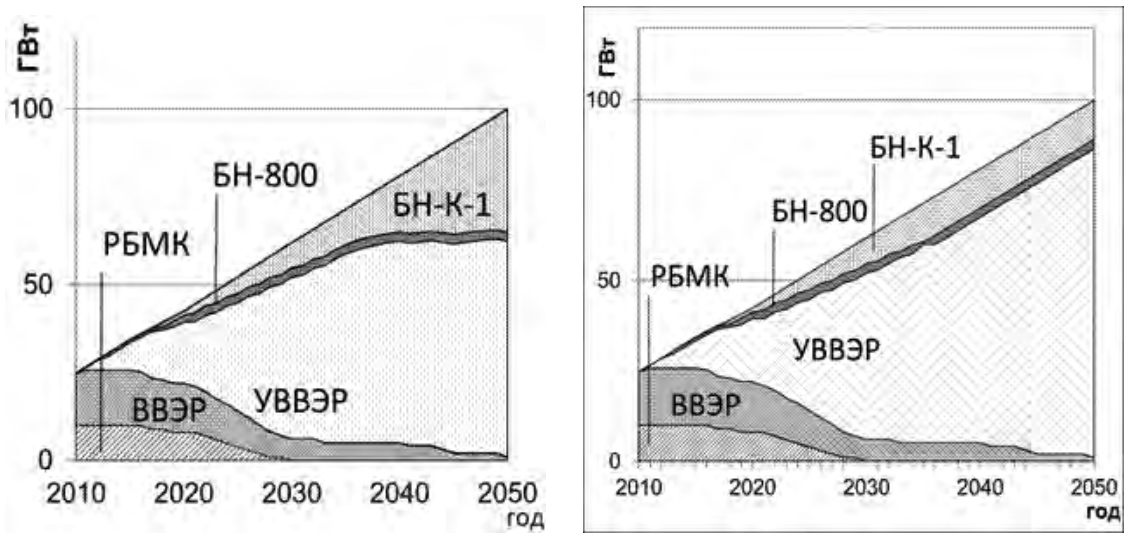


Рис. 3. Структура ЯЭ при увеличении стоимости производства МОКС-топлива а) на 30% б) в 2,7 раза

ство уранового топлива, что связано, в первую очередь, с большими мировыми запасами дешёвого природного урана, относительной дешевизной и доступностью его обогащения. Эти два фактора приводят к тому, что стоимость обогащенного урана на фоне МОКС-топлива достаточно низка. Другой причиной является более высокая стоимость производства топливных элементов со смешанным топливом. Минимальная стоимость производства 1 кг топлива составляет 1300—1600$, а на практике оказывается еще выше. Стоимость возрастает при включении в нее стоимости мероприятий по обеспечению безопасности хранения и транспортировки плутония, которая заметно выше аналогичной стоимости для уранового топлива.

Для обеспечения конкурентоспособности реактора БН-1200 необходимо более детальное обоснование себестоимости всех этапов ЯТЦ, и особенное внимание должно быть уделено этапу изготовления смешанного оксидного уран-плутониевого топлива.

5. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СТОИМОСТИ ПЕРЕРАБОТКИ ОЯТ НА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ РЕАКТОРА БН-1200

В базовом варианте заложены удельные капитальные инвестиции в сооружение завода по переработке ОЯТ 4700 $/кг. В табл. 5 приведены результаты исследования по влиянию увеличения удельных капитальных затрат на строительство заводов по переработке ОЯТ на 50% и в 2 раза. Представленные результаты показывают, что к 2050 году происходит снижение доли быстрых реакторов с 0,38 до 0,27 и 0,2 соответственно. Результаты проиллюстрированы на рис. 4.

При рассмотрении заводов по переработке ОЯТ немаловажным является также проблема влияния эксплуатационных затрат на стоимость переработки ОЯТ. В данной работе этот вопрос не рассматривался, поскольку предполагалось, что эксплуатационные затраты отнесены к затратам на производство МОКС-топлива. Этот нюанс требует уточнения и дополнительного исследования.

6. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СТОИМОСТИ ХРАНЕНИЯ ОЯТ

В базовом варианте модели с переработкой ОЯТ заложена стоимость хранения ОЯТ 10$/кг. Согласно зарубежным данным стоимость хранения ОЯТ варьируется от 5 до 20$/кг. Это экспертные оценки. В то же время согласно данным, опубликованным в отчете AFC Cost Basis report [4], стоимость хранения ОЯТ в сухом хранилище варьируется от 100 до 300$/кг. Проведенные исследования показали, что увеличение стоимости хранения ОЯТ в 10 раз приводит к увеличению доли быстрых реакторов в структуре ЯЭ примерно на 20%. Полученные результаты представлены на рис. 5.

Следует отметить, что, остается открытым вопрос о стоимости захоронения ОЯТ в геологических фор-

Таблица 5. Оценка влияния увеличения удельных капитальных затрат на строительство заводов по переработке ОЯТ на соотношение быстрых и тепловых реакторов в структуре атомной энергетики

Вариант (рост удельных капитальных затрат, %)	**Годы**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
	Мощность, ГВт(эл)	**34,4**	**42,53**	**52,27**	**62**	**71,5**	**81**	**90,5**	**100**
	Доля тепловых и быстрых реакторов в парке ЯЭ								
Базовый вариант	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	0,72	0,67	0,62
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	0,28	0,33	0,38
2. (150%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	**0,79**	**0,78**	**0,73**
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	**0,21**	**0,22**	**0,27**
3. (200%)	ТР	0,97	0,93	0,86	0,84	0,81	**0,81**	**0,80**	**0,80**
	БР	0,03	0,07	0,14	0,16	0,19	**0,19**	**0,20**	**0,20**

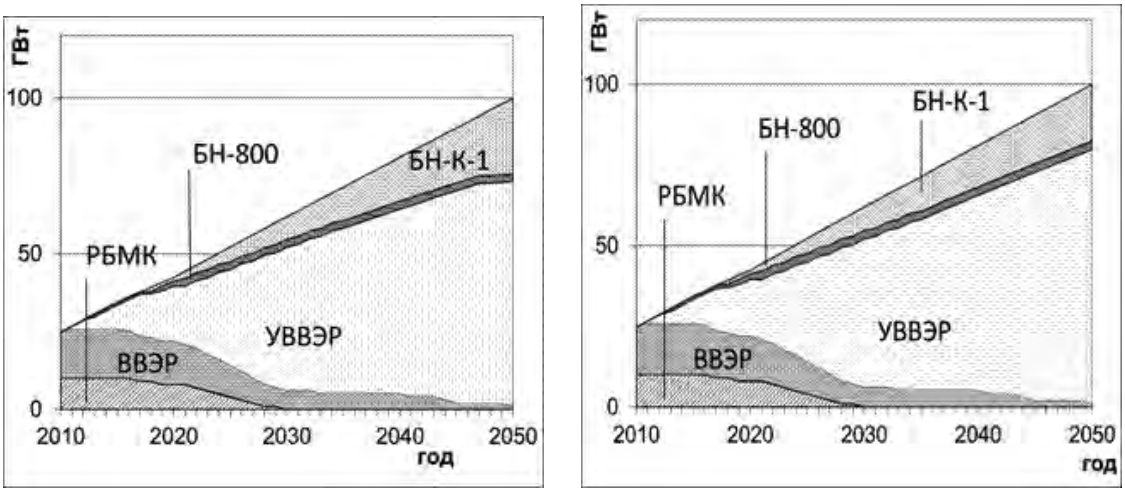


Рис. 4. Структура ЯЭ при увеличении стоимости инвестиций в технологию переработки топлива тепловых и БН – реакторов. а — на 50%; б — на 100%

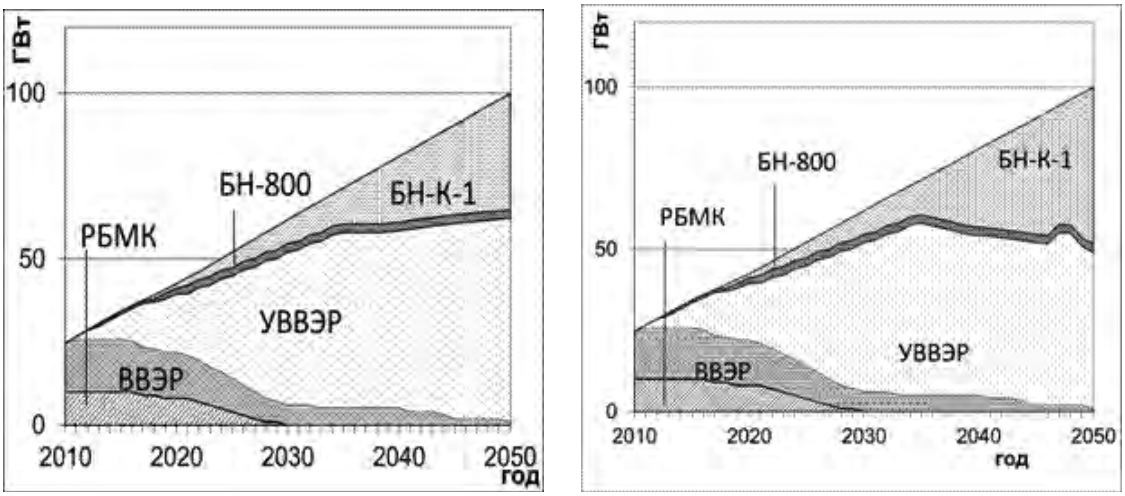


Рис. 5. Структура ЯЭ. а — для стоимости хранения ОЯТ 10 $/кг (базовый вариант); б — увеличении стоимости хранения ОЯТ до 100 $/кг

мациях. Согласно оценкам, опубликованным в работе [5], стоимость захоронений в геологических формациях варьируется от 400 до 1600 $/кг. Поэтому в качестве продолжения исследований представляет интерес по проведению моделирования открытого ЯТЦ с тепловыми реакторами с включением в модель геологического захоронения ОЯТ.

Заключение

В рамках использованного программного кода MESSAGE и на основе имеющихся в открытой отечественной и зарубежной литературе данных о стоимостях реакторных технологий и этапов ЯТЦ авторы пришли к следующим выводам:

- Повышение удельных капитальных затрат на строительство реактора БН-1200 на 10% приводит к снижению его конкурентоспособности по сравнению с перспективными реакторами УВВЭР. При повышении удельных капитальных затрат на строительство реактора БН-1200 на 20 % доля быстрых реакторов в структуре ЯЭ оказывается слишком малой, чтобы говорить о необходимости развития таких дорогих технологий.
- Стоимость производства МОКС-топлива является чувствительным фактором. Необоснованно высокая стоимость производства данного элемента модели ЗЯТЦ может привести к значительному удорожанию технологии БН-1200, поэтому здесь необходимо более тщательное и взвешенное ее обоснование.
- В рамках представленных данных о стоимости переработки ОЯТ ее увеличение на 60% не приводит к серьезным изменениям в структуре ЯЭ.
- Увеличение стоимости хранения ОЯТ не приводит к серьезным изменениям в структуре ЯЭ. Тем не менее, остается открытым вопрос о стоимости захоронения ОЯТ ВВЭР в геологических формациях, поэтому целесообразно провести моделирование ЯЭ на основе тепловых реакторов в открытом ЯТЦ с включением геологического захоронения ОЯТ.
- Заявленные ресурсы природного урана достаточны для функционирования атомной энергетики до конца 21 века по среднему сценарию развития ЯЭ с учетом экспорта тепловых реакторов. Остается открытым вопрос о достоверности заявленных теоретических неоткрытых (спекулятивных) ресурсов. Если окажется так, что теоретических ресурсов природного урана окажется меньше заявленных, то для достижения заявленных мощностей ЯЭ и обеспечения экспорта тепловых реакторов по среднему сценарию развития ЯЭ необходимо будет вводить БР с высоким КВ.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Приложение № 4. Утверждена распоряжением Правительством РФ от 13.11.2009 г. №1715-р.

2. IAEA-TECDOC-1575 Guidance for the Application of an Assessment Methodology for Innovative Nuclear Energy Systems INPRO Manual Economics Volume 2 of the Final Report of Phase 1 of the International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO) 2007.

3. Uranium 2007: Resources, Production and Demand. OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency, OECD 2008 NEA N 6345.

4. Nuclear Energy Agency (NEA), Advanced Nuclear Fuel Cycles and Radioactive Waste Management, OECD-Paris, 2006.

5. Kent Williams David Shropshire. Economic Analysis of “Symbiotic” Light Water Reactor/Fast Burner Reactor Fuel Cycles Proposed as Part of the U.S. Advanced Fuel Cycle Initiative (AFCI) Proceedings of Global 2009 6–11September, 2009,Paris, France, pp. 2972-2981

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Маканина С.Н., Сорокина М.С., Бунак И.В.

Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом», г. Москва

В последние годы всё большее значение приобретают вопросы, связанные с выводом из эксплуатации атомных электростанций и других радиационно-опасных объектов. Предлагаются различные сценарии вывода из эксплуатации. Важным аспектом в принятии решения о выборе сценария является оценка стоимости затрат на

реализацию мероприятий по выводу из эксплуатации, а также технико-экономические обоснования таких инвестиционных проектов.

Проектные оценки стоимости вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 и 2 Нововоронежской АЭС

В 2009 году силами Проектно-конструкторского филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» впервые в отрасли был разработан проект вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 Нововоронежской АЭС. Техническим заданием перед специалистами ПКФ была поставлена задача оценить капитальные затраты на работы по выводу из эксплуатации исходя из концепции отложенного демонтажа, которая предусматривала три стадии (этапа) реализации:

- этап подготовки к наблюдению под сохранением длительностью 5 лет;
- этап сохранения под наблюдением длительностью 50 лет;
- этап ликвидации радиационно-опасного объекта длительностью 5 лет.

Для этих целей требовалось определить номенклатуру видов работ и затрат, а также оценить объемы работ. Перечень мероприятий был структурирован по трем вышеуказанным этапам. Для каждого этапа поблочно был определен перечень зданий, сооружений и систем, с разбивкой на зоны свободного и контролируемого доступа, с привязанными к ним видами работ, а также объемами работ и количества оборудования. В конечном итоге была сформирована следующая основная номенклатура видов работ:

- дезактивация помещений и оборудования,
- демонтаж оборудования,
- фрагментация оборудования,
- дезактивация оборудования на стационарных установках,
- переработка ТРО и ЖРО.

Ключевым вопросом стало осмечивание указанных работ в отсутствие норм и расценок. Принимая во внимание необходимость прохождения государственной и отраслевой экспертизы, было принято решение сформировать стоимость по Федеральной сметно-нормативной базе 2001 года с учетом отраслевых особенностей и оформить сметную документацию в виде сводного сметного расчета согласно МДС 81-35.2004.

Для сметных расчетов были приняты следующие принципиальные допущения:

1) нормы расхода компонентов для приготовления дезактивационных растворов были приняты на основании данных, предоставленных Нововоронежской АЭС;
2) стоимость демонтажных работ на отсутствующие в сборниках расценки на разборку конструкций была определена по соответствующим единичным расценкам сборников ФЕР на монтаж (устройство) конструкций без учета стоимости материальных ресурсов и с применением поправочных коэффициентов к затратам и оплате труда рабочих-строителей, к затратам на эксплуатацию строительных машин и транспортных средств в размерах по п. 3.3.1 МДС 81-38.2004. В случае применения сварочных работ при демонтаже металлических конструкций, расход материальных ресурсов был определен по нормам на монтажные работы;
3) для оборудования сложного, крупногабаритного, тяжеловесного, монтируемого из отдельных блоков и узлов с применением сварочного оборудования, затраты на демонтаж экспертно были определены без понижающих коэффициентов. Стоимость материальных ресурсов, необходимых для резки оборудования, была определена по нормам, учтенным на монтаж соответствующего оборудования;
4) была принята предпосылка о том, что работы по дезактивации помещений и оборудования в отсутствие специальных механизмов (роботизированной техники) выполняют люди;
5) коэффициенты на вредные условия производства и усложняющие факторы (увеличивающие численность персонала) были приняты в соответствии с расчетами радиационной обстановки на рабочем месте, полученными специалистами по радиационной безопасности;
6) объемы радиационных отходов были разделены на твердые РАО и жидкие РАО в связи с разными способами затаривания контейнеров;
7) была принята предпосылка о том, что контейнеры с РАО остаются на площадке в хранилищах ТРО.

Сводный сметный расчет стоимости вывода из эксплуатации прошел экспертизу ГК «Росатом» и был утвержден Заместителем генерального директора ГК «Росатом» (протокол № 6 от 21.02.2011 г.).

В ходе разработки проекта вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 и 2 НВАЭС впервые была определена номенклатура технико-экономических показателей (натуральные, стоимостные и удельные). Перечень этих показателей обеспечивает базу для дальнейшего сравнения проектов вывода из эксплуатации по критическим параметрам, определяющим суммарную стоимость проекта, а также обеспечивает возможность поиска резервов для оптимизации суммарной стоимости проекта. Помимо этого удельные показатели (см. рис. 1) можно использовать для выполнения экспресс-оценок при определении стоимости вывода из эксплуатации энергоблоков другого типа.

Как известно, проекты вывода из эксплуатации являются затратными. Однако в этих проектах могут иметь место и доходные статьи, в том числе денежные поступления от возможной реализации материалов повторного использования, к которым относится, например, металлический лом (фрагментированное оборудование, железные каркасы строительных конструкций и т.д.). В состав металлического лома, реализация которого предполагается в процессе вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 и 2 НВАЭС, входят следующие виды цветных и черных металлов: алюминий, медь, углеродистая сталь, коррозионностойкая сталь, латунь и медные сплавы. Общий тоннаж металлического лома составит 27 181 тонн. Поступления от реализации металлического лома по предварительным оценкам могут компенсировать 9–17 % стоимости вывода энергоблоков из эксплуатации (в зависимости от коэффициента утилизации металла).

Важным фактором, влияющим на суммарную стоимость мероприятий по выводу из эксплуатации энергоблоков, являются эксплуатационные затраты на этапе сохранения объекта под наблюдением (длительностью от 5 до 30 лет). По своему накопленному значению они сопоставимы с затратами капитального характера (демонтаж, резка, дезактивация и пр.). Длительная выдержка под наблюдением предусматривается исходя из



Рис. 1. Удельные технико-экономические показатели проекта вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 НВАЭС (в ценах 1 кв. 2012 года)

двух основных факторов. Во-первых, она определяется скоростью распада радиоактивных элементов и, следовательно, скоростью естественного снижения уровня радиационного загрязнения конструкционных элементов энергоблока, подлежащих демонтажу (период полураспада большинства радиоактивных элементов, появление которых было обусловлено эксплуатацией энергоблока, составляет от 5 до 30 лет). Во-вторых, вышеуказанное снижение уровня радиационного загрязнения позволяет экономить на работах по дезактивации помещений по сравнению с вариантом немедленного демонтажа, за счет снижения количества циклов дезактивации на единицу площади оборудования и помещений.

Одной из особенностей НВАЭС является тот факт, что энергоблоки № 1 и № 2 были остановлены в 1984г. и 1990г. соответственно. За прошедший период прошло достаточно времени, в течение которого фактически и произошло естественное снижение активности. Дальнейшая выдержка под наблюдением уже не приводит к существенному эффекту, поскольку расчетное уменьшение площади поверхности, подлежащей дезактивации за промежуток с 2010 по 2069 год составит не более 4 %. Для экономической оценки эффекта снижения стоимости затрат на дезактивацию с течением времени был произведен пересчет натуральных показателей в стоимостной эквивалент с применением коэффициента «Удельная стоимость дезактивации оборудования и помещений пароэжекторным методом» (0,27 тыс. руб./м^2). Сопоставление полученного значения с ежегодными эксплуатационными затратами накопленным итогом показывает, что незначительный эффект снижения стоимости дезактивации (с 50,2 млн. руб. в 2010г. до 48,6 млн. руб. в 2070г.) многократно перекрывается затратами на поддержание остановленных энергоблоков в безопасном состоянии в течение 50 лет (заработная плата персонала, затраты на отопление, вентиляцию, радиационный контроль, затраты на обеспечение работы установки глубокого упаривания и др.).

Таким образом, в сложившихся условиях реализации проекта вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 НВАЭС можно рекомендовать сократить второй этап до минимального времени, необходимого для выполнения необходимых технологических процедур. При этом основными факторами, определяющими продолжительность второго этапа, будут являться:

- производительность установки глубокого упаривания;
- производительность комплекса установок кондиционирования ТРО (плазменная печь, установка электрохимической дезактивации, установка брикетирования и др.);
- трудоемкость операций по демонтажу и резке оборудования;
- организация непрерывности процесса дезактивации, демонтажа и приведения ТРО и ЖРО в конечное состояние.

Аналитические исследования стоимости мероприятий по выводу для Кольской АЭС и Курской АЭС для различных сценариев

Помимо проектных проработок по выводу из эксплуатации проводились также сравнительные аналитические исследования стоимости мероприятий по выводу для Кольской АЭС и Курской АЭС для различных сценариев, изложенных в соответствующих объектовых концепциях.

Объектовой концепцией вывода из эксплуатации Колькой АЭС предусматривались следующие сценарии:

- «Отложенный демонтаж» (продолжительностью 60 лет),
- «Немедленный демонтаж» (продолжительностью 20 лет),
- «Немедленный демонтаж с извлечением реактора в сборе» (продолжитель-ностью 15 лет).

Результаты оценки стоимости работ по выводу из эксплуатации одного энергоблока Кольской АЭС для трех рассматриваемых сценариев представлены на рис. 2.

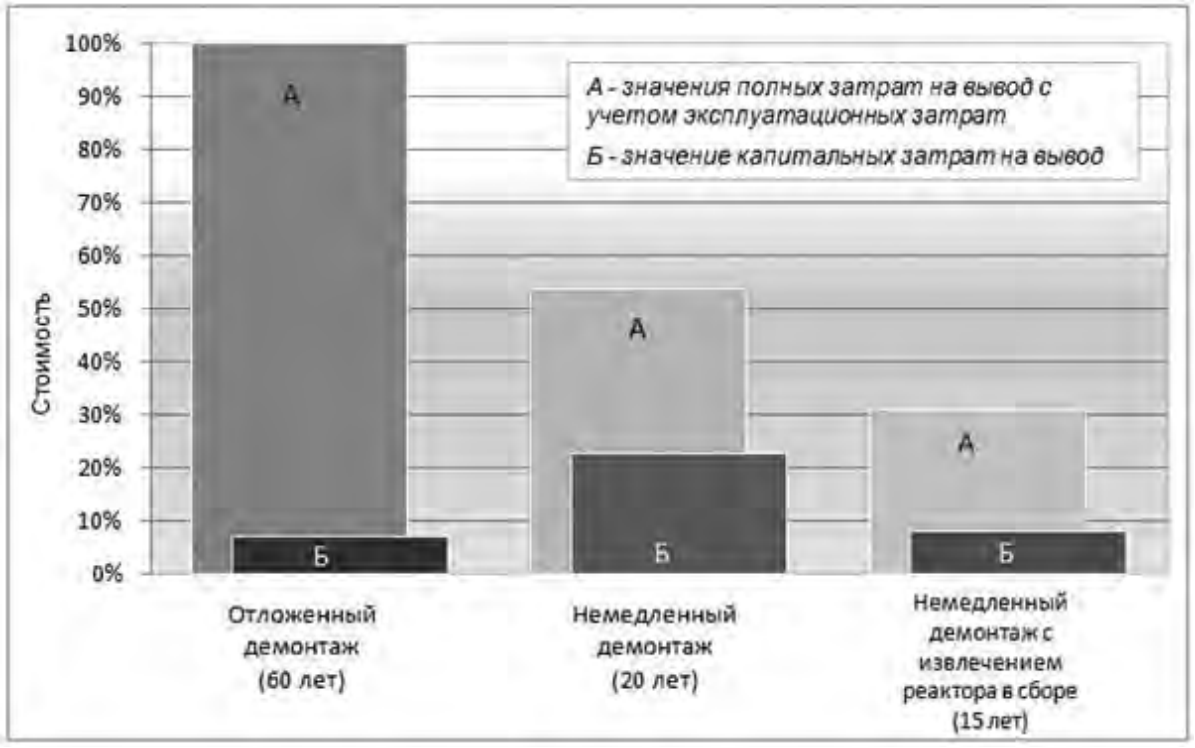


Рис. 2. Стоимость вывода из эксплуатации энергоблока Кольской АЭС для трех сценариев (в относительных единицах)

Из рисунка видно, что наименее затратным в части капитальных затрат является сценарий «Отложенный демонтаж» – его затраты в 3,2 раза ниже затрат по сценарию «Немедленный демонтаж» и в 1,1 раза ниже по сценарию «Немедленный демонтаж с извлечением реактора в сборе». В то же время, если учесть полные затраты на вывод (включая эксплуатационную составляющую), то «Отложенный демонтаж» представляет собой самый дорогой способ вывода из эксплуатации. Это обусловлено длительным периодом (50 лет), высокими северными надбавками (коэффициент ~ 3) и значительным количеством требуемых эксплуатационных кадров (более 160 человек). С учетом полных затрат на вывод сценарий «Немедленный демонтаж с извлечением реактора в сборе» для данной АЭС выглядит наиболее предпочтительным, стоимость которого ниже сценария «Отложенный демонтаж» в 3,2 раза и сценария «Немедленный демонтаж» в 1,7 раза. При этом в рамках сценария «Немедленный демонтаж с извлечением реактора в сборе» были более углубленно рассмотрены и оценены три варианта дальнейшего обращения с извлеченным реактором:

- изготовление контейнера и его транспортировка на 250 км в региональное хранилище выведенных из эксплуатации АПЛ в Мурманской области;
- изготовление контейнера и строительство шахты в 10 км для захоронения реактора;
- изготовление контейнера и строительство площадочного ангара.

Анализ показал, что все три варианта стоят примерно одинаково.

Объектовой концепцией вывода из эксплуатации Курской АЭС предусматривались следующие сценарии:

- «Отложенный демонтаж» (продолжительностью 35 лет),
- «Немедленный демонтаж» (продолжительностью 15 лет),
- «Немедленный демонтаж с отложенным демонтажем реактора» (продолжи-тельностью 20 лет)[1].

В отличие от Кольской АЭС на Курской АЭС установлены реакторные установки типа РБМК, что не позволяет извлечь реактор в сборе и поместить его в контейнер, эффективно применив тем самым концептуальные подходы, предложенные для Кольской АЭС.

Выполненные оценки показали, что наиболее приемлемым с финансовой точки зрения является сценарий «Немедленный демонтаж с отложенным демонтажем реактора», стоимость которого ниже сценария «Отложенный демонтаж» в 8,4 раза и сценария «Немедленный демонтаж» в 104,5 раз. Несмотря на столь значимое преимущество указанного сценария перед другими сценариями, тем не менее, в абсолютном значении стоимость вывода из эксплуатации энергоблока Курской АЭС по сценарию «Немедленный демонтаж с отложенным демонтажем реактора» сопоставима с самым дорогим сценарием «Отложенный демонтаж» вывода из эксплуатации энергоблока Кольской АЭС.

Следует отметить, что расчетная стоимость вывода из эксплуатации для Кольской АЭС и Курской АЭС не включала в себя следующие затраты, которые должны учитываться дополнительно по мере разработки проектной документации:

- затраты подготовительного этапа, в том числе:
  – перегрузка ядерного топлива из активной зоны реактора в бассейн выдержки;

[1] Помимо 20 лет выполнения работ, необходимо принимать во внимание, что реальная продолжительность этапа «выдержки» реактора определяется до момента разработки технологии обращения с отработавшим реакторным графитом. Сценарий предусматривает локализацию графитовой кладки в специальном модуле хранения реактора. Обслуживание модуля не потребует дополнительных затрат.

  - вывоз ОЯТ из бассейна выдержки для хранения в ХОЯТ;
  - проведение «жесткой» дезактивации КМПЦ в сборе;
  - удаление теплоносителя из КМПЦ радиоактивных рабочих сред из оборудования и технологических систем;
  - проведение комплексного инженерно-радиационного обследования (КИРО) энергоблока;
  - разработка проекта вывода из эксплуатации энергоблока;
  - получение лицензии на работы по выводу из эксплуатации энергоблока.
- проведение локализации помещений, сооружение дополнительных радиационно-защитных барьеров;
- проведение локализации реактора (металлоконструкции, графитовая кладка) в шахте реактора;
- затраты на монтаж дополнительных систем радиационного контроля, КИПиА, АСУТП и т.д.;
- транспортировка РАО более чем на 100 км (при необходимости);
- все лимитированные затраты (по главам 8-12 сводного сметного расчета);
- налог на добавленную стоимость.

Учет указанных затрат позволит повысить достоверность оценок, однако уже сейчас результаты исследования можно использовать при формировании стратегических управленческих решений в области вывода из эксплуатации.

Таким образом, можно констатировать, что каждый проект вывода из эксплуатации носит ярко выраженный индивидуальный характер по стоимости, что обусловлено типом реактора и местоположением АЭС.

Финансовая реализуемость процесса вывода из эксплуатации

Особое значение приобретают вопросы, связанны с формированием резерва на обеспечение вывода АЭС из эксплуатации. В ходе переговоров с потенциальными иностранными инвесторами и заказчиками неоднократно обострялся вопрос о недостаточности финансовых средств при существующих нормативах отчислений (1,3 % от выручки).

В этой связи были проведены исследования возможностей каждой АЭС самостоятельно накапливать денежные средства для вывода из эксплуатации, как это принято за рубежом. В качестве объекта исследований был принят энергоблок с РУ типа ВВЭР мощностью 1200 МВт, с КИУМ 90 %, коэффициентом на собственные нужды 5,5 %, стоимостью сооружения 100 млрд. рублей без НДС и периодом эксплуатации 60 лет. Расчеты проводились в текущих ценах 2012 года без учета дисконтирования по трем ценовым сценариям (см. рис. 3).

Предварительные результаты показали, что при умеренно-пессимистическом подходе норматив отчислений в резерв должен составлять от 1,5 % до 3,8 % (при диапазоне стоимости вывода из эксплуатации энергоблока АЭС составляющем 15 % - 30 % от стоимости нового строительства). При этом необходимо принимать во внимание высокую неопределенность в процессе прогнозирования стоимостных значений на длительный период, а также ограничения в виде доступных на настоящий момент технологий безопасного производства работ. Учитывая эти факторы, в целях повышения достоверности полученных результатов и своевременных корректирующих воздействий наиболее целесообразным представляется проведение периодической актуализации показателей (например, один раз в пять лет) и установление новых значений норматива отчислений, по аналогии как это выполняется для других резервов ОАО «Концерн Росэнергоатом». Такую практику предлагается внедрять для вновь сооружаемых энергоблоков.

Применение вышеуказанных подходов для обеспечения финансовой реализуемости процесса вывода из эксплуатации действующих энергоблоков АЭС приво-

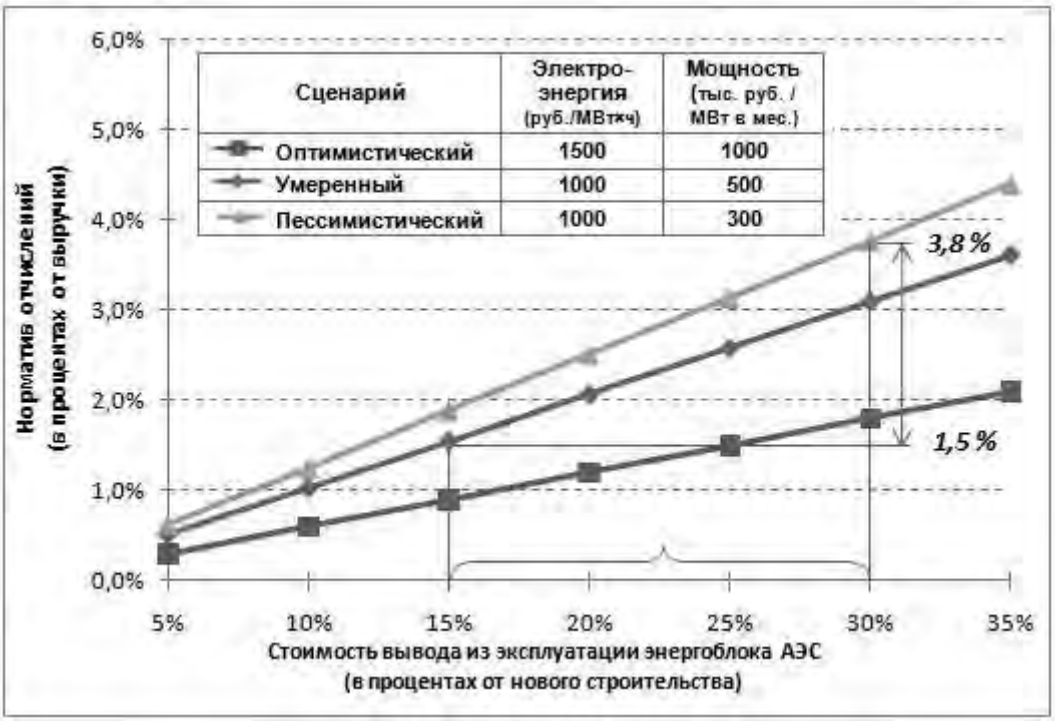


Рис. 3. Результаты исследования изменения норматива отчислений в резерв в зависимости от стоимости вывода из эксплуатации

дит к еще более существенному увеличению норматива отчислений, что не может рассматриваться как полноценная действенная мера, поскольку это негативно отразится на доходности ОАО «Концерн Росэнергоатом». Поэтому становится очевидным, что необходимо разрабатывать новые механизмы привлечения денежных средств для финансирования процедуры вывода из эксплуатации. На сегодняшний день видятся три основных пути решения проблемы:

1. Поиск и мобилизация внутренних резервов Концерна.
2. Обеспечение государственной поддержки за счет:
   – получения денежных средств из бюджетов разных уровней;
   – получения средств из внебюжетных фондов (Российский Фонд технологического развития, Российский Фонд фундаментальных исследований и др.);
   – снижения налогового бремени (налоговые льготы, отсрочки уплаты налогов);
   – подключения проектов по выводу из эксплуатации к федеральным и отраслевым программам (например, к программе поддержки инновационных проектов, имея в виду вовлечение результатов НИОКР в хозяйственный оборот страны).
3. Привлечение средств сторонних инвесторов для участия в финансировании работ по выводу из эксплуатации энергоблоков АЭС. Для решения этой задачи необходимо, в первую очередь, определить привлекательные стороны такого сотрудничества для потенциального инвестора, которые зависят от варианта вывода из эксплуатации:
   – строительство нового энергоблока на месте выведенного из эксплуатации или реконструкция энергоблока. В этих случаях аккумулирование инвестиционных средств, к примеру, крупных оптовых потребителей электроэнергии, возможно осуществлять на основе долгосрочных договоров поставки и соглашений о разделе продукции;
   – перепрофилирование объекта с целью строительства нового промышленного предприятия другого профиля и последующим получением прибыли от его функционирования или строительство региональных могильников на месте энергоблоков с последующим получением доходов от захоронения ядерных отходов в рамках межрегионального и международного сотрудничества. В этих случаях для привлечения денежных средств подразумевается осуществлять передачу в собственность или в аренду территорию бывшего энергоблока для использования инвестором в своих целях. Положительной особенностью таких проектов может стать использование существующей инфраструктуры и подготовленной площадки (основные службы, здания и сооружения, надземные и подземные коммуникации, транспортные пути сообщения, обширная энергоресурсная база и т.д.).

Эти вопросы требуют дополнительных отдельных исследований и принятия незамедлительных решений. В этом случае отечественные АЭС могут претендовать на конкурентоспособность в условиях внешнего рынка.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В ПРОЕКТ ПО ПРОДЛЕНИЮ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ 3–4 ЭНЕРГОБЛОКОВ НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС ДО 55–60 ЛЕТ

Нетяга Н.Н.
Нововоронежская АЭС

Введение

В 2016 и 2017 годах завершается 15-летний дополнительный срок эксплуатации соответственно энергоблоков № 3 и № 4 Нововоронежской АЭС. Следующие факторы дают основания полагать, что принципиально возможно продление срока эксплуатации указанных энергоблоков до 60 лет:

- положительный опыт эксплуатации 4-х энергоблоков с ВВЭР-440 I поколения (№ 1, 2 Кольской АЭС и № 3, 4 Нововоронежской АЭС) за пределами проектного срока службы (суммарная наработка в период дополнительного срока службы составляет в настоящий момент более 30 реакторо-лет);
- появление новой, менее консервативной методики оценки повторного радиационного охрупчивания корпуса реактора;
- возможность реализации апробированных мероприятий по частичному восстановлению ресурса корпусов: выполнение повторного отжига корпусов реакторов.

Зарубежный опыт выполнения работ по ПСЭ (прежде всего опыт США) подтверждает возможность ПСЭ действующих энергоблоков АЭС до 60-ти лет. Кроме того, в США в настоящее время оценивается возможность ПСЭ до 70-80 лет.

Одной из основных составляющих в принятии решения о продлении срока эксплуатации энергоблоков №3 и 4 до 60 лет является оценка эффективности инвестиций в продление срока службы.

Для принятия решения о долгосрочном вложении капитала необходимо располагать информацией, в той или иной степени подтверждающей два основополагающих предположения:

- вложенные средства должны быть полностью возмещены;
- прибыль, полученная в результате реализации проекта, должна быть достаточно велика, чтобы компенсировать временный отказ от использования средств, а также риск, возникающий в силу неопределенности конечного результата.

Для подтверждения или опровержения данных утверждений проведем расчет индикаторов эффективности — рентабельности инвестиций, срока окупаемости проекта.

Проведем оценку эффективности различными методами: методом чистой приведенной стоимости проекта (NPV), методом внутренней нормы доходности (IRR).

Условия оценки эффективности инвестиций в проект по продлению срока эксплуатации 3–4 энергоблоков Нововоронежской АЭС

Формирование исходной информации и оценка экономической эффективности мер по продлению сро-

ка эксплуатации проводится отдельно для каждого из указанных энергоблоков Нововоронежской АЭС (модернизация 3 энергоблока рассчитана в двух вариантах с заменой 3 ПГ и без неё). Оценка экономической эффективности проводится с позиции ОАО «Концерн Росэнергоатом», с точки зрения эффективности его участия в проекте.

Расчет выручки от реализации проводился в прогнозных ценах 2012 года на электрическую энергию (мощность) в соответствии со «Сценарными условиями развития электроэнергетики на период до 2030 года», разработанными Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике Министерства Энергетики РФ.

Производственная программа формировалась исходя из расчетов режимов работы энергоблоков после проведения мероприятий по продлению срока службы в соответствии с требованиями по периодичности и продолжительности планово-предупредительных ремонтов.

Текущие эксплуатационные затраты сформированы в ценах и условиях 2012 года на основании утвержденной Сметы доходов и расходов филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» - Нововоронежская АЭС на 2012 год.

Инвестиционные затраты приняты в ценах 2012 года, на основании расчетов, представленных в «Итоговом отчете по результатам оценки возможности продления сроков эксплуатации энергоблоков первого поколения с ВВЭР-440 до 60 лет. Энергоблоки № 3, 4 Нововоронежской АЭС», с применением к ценам 2010 года индексов-дефляторов 2011–2012 года (по данным Минэкономразвития РФ). В качестве источника финансирования рассматриваются собственные средства ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Суммы налоговых отчислений определялись в соответствии с установленным порядком их исчисления в 2012 году.

Таблица 1. Ставки налогов и сборов

Налог на добавленную стоимость	18%
Налог на прибыль	20%
Страховые взносы (ставки 2012 года):	
Пенсионный фонд РФ	22%
Фонд социального страхования РФ	2,1%
Фонд обязательного медицинского страхования	5,9%

Земельный налог, налог на имущество, транспортный налог, водный налог, платежи за пользование водными объектами (по договорам водопользования), платежи за загрязнение окружающей среды (за предельно допустимые выбросы и сбросы загрязняющих веществ) и прочие налоги принимаются на уровне значений соответствующих налогов и сборов в 2012 году.

Определение размера отчислений средств на формирование резервов, предназначенных для финансирования затрат по обеспечению безопасности атомной станции на всех стадиях ее жизненного цикла и развития, на прогнозируемый период проводился на основании «Сценарных условий для проведения в 2012 году расчетов по оценке экономической эффективности мероприятий по совершенствованию производственных процессов АЭС», с учетом вносимых изменений в Постановление Правительства РФ от 30.01.2002 №68 (письмо заместителя Генерального директора – директора по экономике ОАО «Концерн Росэнергоатом» №9/16/353-вн от 30.03.2012 года «О доведении сценарных условий» и №9/16/536-вн от 26.04.2012 года «О сценарных условиях на 2013 год»)

Таблица 2. Размер отчислений средств на формирование резервов

Наименование резерва	% отчислений
Резерв по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности	3,4031
Резерв по обеспечению физической защиты	2
Резерв по обеспечению безопасного обращения с РАО	3
Резерв для обеспечения вывода из эксплуатации	3,2
Резерв для обеспечения развития атомных станций	17,9548

Ставка дисконтирования принята на уровне 12% в номинальном выражении — значение, принятое в ОАО «Концерн Росэнергоатом» при оценке экономической эффективности мероприятий и совершенствований производственных процессов на АЭС (приказ ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 12.03.2012 года №9/207-П «О введении в действие Методических указаний»). Для определения ставки дисконтирования в реальном выражении применяется следующая формула (формула Фишера):

$$Rp = \frac{(Rn - In)}{(1 + In)}, \quad (1)$$

где Rp – реальная процентная ставка; Rn – номинальная процентная ставка; In — темп инфляции.

Таким образом, ставка дисконтирования в реальном выражении составила 6,16% в условиях 2012 года, с учетом прогноза Минэкономразвития России по уровню инфляции на уровне 5,5% (ИПЦ) в 2012 году.

Оценка экономической эффективности инвестиций в проект по продлению срока эксплуатации 3 энергоблока

При оценке экономической эффективности продления срока эксплуатации (ПСЭ) 3 энергоблока будут рассмотрены 2 варианта: с заменой 3 ПГ и без замены 3 ПГ.

Исходя из проведенных расчетов (таблицы №№ 3,4,5,6) определяем срок окупаемости проекта продления срока эксплуатации 3 энергоблока, без учета дисконтирования денежных потоков. Формула расчета срока окупаемости имеет вид

$$PB = \frac{ICo}{CFc}, \quad (2)$$

где PB - срок окупаемости инвестиций (лет); ICo - первоначальные инвестиции; CFc - среднегодовая стоимость денежных поступлений от реализации проекта.

Срок окупаемости равен 6,2 года с момента начала работы 3 энергоблока после проведения мероприятий по ПСЭ и, соответственно, 10,2 года с момента начала проведения мероприятий.

Срок окупаемости проекта при варианте замены 3 ПГ с момента начала работы 3 энергоблока – 8,4 года и, соответственно, 12,4 года с момента начала проведения мероприятий.

Таблица 3. Основные показатели производственной программы 3 энергоблока после проведения мероприятий по ПСЭ

Период (год)	Установленная мощность энергоблока после проведения мероприятий по ПСЭ, МВт	Выработка электроэнергии, млн кВт·час	Отпуск электроэнергии, млн кВт·час	Число часов использования установленной мощности, ч	Объем поставляемой мощности, МВт
2017	417	3136	2873	7520,0	358,0
2018	417	3136	2873	7520,0	358,0
2019	417	3075	2815	7374,0	351,0
2020	417	2951	2702	7077,0	336,0
2021	417	3136	2873	7520,0	358,0
2022	417	3136	2873	7520,0	358,0
2023	417	3075	2815	7374,0	351,0
2024	417	2951	2702	7077,0	336,0
2025	417	3136	2873	7520,0	358,0
2026	417	3136	2873	7520,0	358,0
2027	417	3075	2815	7374,0	351,0
2028	417	2951	2702	7077,0	336,0
2029	417	3136	2873	7520,0	358,0
2030	417	3136	2873	7520,0	358,0
2031	417	3075	2815	7374,0	351,0

Таблица 4. Инвестиционные затраты по годам проведения мероприятий по продлению срока эксплуатации 3 энергоблока (в ценах 2012 года)

Показатели	2013	2014	2015	2016	Итого
Затраты на оценку и обоснование безопасности и лицензированию, млн. руб. (без НДС)	0,0	22,6	45,6	11,4	79,6
Затраты на продление ресурса и замену оборудования, млн. руб. (без НДС)	629,5	1823,4	674,7	0,0	3127,6
Затраты на модернизацию в целях повышения безопасности, млн. руб. (без НДС)	40,5	173,5	75,0	0,0	289,0
ВСЕГО:	**670,0**	**2019,5**	**795,3**	**11,4**	**3496,2**

Таблица 5. Инвестиционные затраты по годам проведения мероприятий по продлению срока эксплуатации 3 энергоблока (в ценах 2012 года) с учетом замены 3 ПГ

Показатели	2013	2014	2015	2016	Итого:
Затраты на оценку и обоснование безопасности и лицензированию, млн. руб. (без НДС)		22,7	45,5	11,3	79,5
Затраты на продление ресурса и замену оборудования, млн. руб. (без НДС)	788,5	1833,3	1417,9	224,0	4263,7
Затраты на модернизацию в целях повышения безопасности, млн. руб. (без НДС)	40,5	121,4	109,8	17,3	289,0
ВСЕГО:	**829,0**	**1977,4**	**1573,2**	**252,6**	4632,2

Таблица 6. Доходы и расходы при выполнении производственной программы после проведения мероприятий по продлению срока эксплуатации 3 энергоблока

Период (год)	Выручка от реализации электроэнергии (мощности), млн. руб.	Расходы, учитываемые при налогообложении (с учетом начисленных резервов), млн. руб.	Валовая прибыль, млн. руб.	Налог на прибыль, млн. руб.	Чистая прибыль, млн. руб.	Прочие расходы за счет прибыли, млн. руб	Нераспределенная прибыль, млн руб.
2017	3798,5	2922,8	875,7	175,1	700,6	50,6	650,0
2018	3798,5	2922,8	875,7	175,1	700,6	50,6	650,0
2019	3707,3	2895,8	811,5	162,3	649,2	50,6	598,6
2020	3527,2	3080,8	446,4	89,3	357,1	50,6	306,5
2021	3798,5	2922,8	875,7	175,1	700,6	50,6	650,0

Окончание табл. 6

Период (год)	Выручка от реализации электроэнергии (мощности), млн. руб.	Расходы, учитываемые при налогообложении (с учетом начисленных резервов), млн. руб.	Валовая прибыль, млн. руб.	Налог на прибыль, млн. руб.	Чистая прибыль, млн. руб.	Прочие расходы за счет прибыли, млн. руб	Нераспределенная прибыль, млн руб.
2022	3798,5	2922,8	875,7	175,1	700,6	50,6	650,0
2023	3707,3	2895,8	811,5	162,3	649,2	50,6	598,6
2024	3527,2	3080,8	446,4	89,3	357,1	50,6	306,5
2025	3798,5	2922,8	875,7	175,1	700,6	50,6	650,0
2026	3798,5	2922,8	875,7	175,1	700,6	50,6	650,0
2027	3707,3	2895,8	811,5	162,3	649,2	50,6	598,6
2028	3527,2	3080,8	446,4	89,3	357,1	50,6	306,5
2029	3798,5	2922,8	875,7	175,1	700,6	50,6	650,0
2030	3798,5	2922,8	875,7	175,1	700,6	50,6	650,0
2031	3707,3	2895,8	811,5	162,3	649,2	50,6	**598,6**

Для учета в принятии решения таких важнейших факторов как цена капитала, требуемая норма доходности, стоимость денег и риск проекта, необходимо использовать при расчетах динамические (дисконтные) методы экономической оценки инвестиционных проектов. Одним из них является метод чистой приведенной стоимости проекта.

Чистая приведенная стоимость (*Net Present Value* — **NPV**) проекта определяется по формуле

$$\mathbf{NPV} = \sum_{\mathbf{t=0}}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^{n} \frac{CIF_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^{n} \frac{COF_t}{(1+r)^t}, \quad (3)$$

где r – норма дисконта; n – число периодов реализации проекта; $\mathbf{CF_t}$ — свободный денежный поток от операций проекта в периоде t; $\mathbf{CIF_t}$ – суммарные поступления от проекта в периоде t; $\mathbf{COF_t}$ – суммарные выплаты по проекту в периоде t.

Общее правило **NPV**: если **NPV>0,** то проект принимается, иначе его нужно отклонить.

Таблица 7. Расчет чистой приведенной стоимости проекта по продлению срока эксплуатации 3 энергоблока

Период (годы)	Инвестиционные затраты, млн. руб.	Свободный денежный поток от операций проекта в периоде t, млн. руб.	Норма дисконта (r=6,9)	Текущая стоимость в периоде t, млн. руб.	Чистая приведенная стоимость нарастающим итогом, млн. руб.
t	ICo	CFt	(1+r)*t	PVt	NPV
2013	-670,0				
2014	-2019,5				
2015	-795,3				
2016	-11,4		1,0000	-3496,2	-3496,2
2017		650,0	1,0616	612,3	-2883,9
2018		650,0	1,1270	576,8	-2307,1
2019		598,6	1,1964	500,3	-1806,8
2020		306,5	1,2701	241,3	-1565,5
2021		650,0	1,3484	482,1	-1083,4
2022		650,0	1,4314	454,1	-629,3
2023		598,6	1,5196	393,9	-235,4
2024		306,5	1,6132	190,0	-45,4
2025		650,0	1,7126	379,6	334,2
2026		650,0	1,8181	357,5	691,7
2027		598,6	1,9301	310,1	1001,8
2028		306,5	2,0489	149,6	1151,4
2029		650,0	2,1752	298,8	1450,2
2030		650,0	2,3092	281,5	1731,7
2031		598,6	2,4514	244,2	1975,9

Таблица 8. Расчет чистой приведенной стоимости проекта по продлению срока эксплуатации 3 энергоблока с учетом замены 3 ПГ

Период (годы)	Инвестиционные затраты, млн. руб.	Свободный денежный поток от операций проекта в периоде t, млн. руб.	Норма дисконта (r=6,9)	Текущая стоимость в периоде t, млн. руб.	Чистая приведенная стоимость нарастающим итогом, млн. руб.
t	ICo	CFt	(1+r)*t	PVt	NPV
2013	-829,0				
2014	-1977,4				
2015	-1573,2				
2016	-252,6		1,0000	-4632,2	-4632,2
2017		650,0	1,0616	612,3	-4019,9
2018		650,0	1,1270	576,8	-3443,1
2019		598,6	1,1964	500,3	-2942,8
2020		306,5	1,2701	241,3	-2701,5
2021		650,0	1,3484	482,1	-2219,4
2022		650,0	1,4314	454,1	-1765,3
2023		598,6	1,5196	393,9	-1371,4
2024		306,5	1,6132	190,0	-1181,4
2025		650,0	1,7126	379,6	-801,8
2026		650,0	1,8181	357,5	-444,3
2027		598,6	1,9301	310,1	-134,2
2028		306,5	2,0489	149,6	15,4
2029		650,0	2,1752	298,8	314,4
2030		650,0	2,3092	281,5	595,9
2031		598,6	2,4514	244,2	840,1

Из расчетов (табл. 7, 8) следует, что в оба варианта отвечают требованиям эффективности вложения инвестиций. Положительная величина **NPV (**в первом варианте **1975,9 млн. руб.**, во втором варианте с заменой 3 ПГ **840,1 млн. руб.)** свидетельствует о том, что в течение времени реализации проекта по ПСЭ 3 энергоблока возмещаются первоначальные затраты, обеспечивается получение прибыли согласно требуемой норме доходности ***r*** , а также ее некоторую дополнительную величину, равную **NPV**.

Расчет чистой приведенной стоимости (табл. 7, 8) позволяет определить дисконтируемый срок окупаемости (*Discounted Payback Period* — **DPP**) проекта по формуле:

$$\sum_{t=1}^{DPP} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - IC = 0 \quad , \qquad (4)$$

Дисконтируемый срок окупаемости проекта по продлению срока эксплуатации 3 энергоблока составляет:

– без учета замены 3ПГ – 8 лет 2 месяца;
– с учетом замены 3 ПГ – 12 лет 2 месяца.

Под внутренней нормой доходности (*Internal Rate of Return* - **IRR**) понимают процентную ставку в коэффициенте дисконтирования, при которой чистая приведенная стоимость денежного потока инвестиционного проекта равна 0. Внутренняя норма доходности определяется решением уравнения:

$$\mathbf{NPV} = \sum_{t=0}^{n} \frac{\mathbf{CF_t}}{(1+IRR)^t} = \sum_{t=0}^{n} \frac{CIF_t}{(1+IRR)^t} - \sum_{t=0}^{n} \frac{COF_t}{(1+IRR)^t} = 0, \quad (5)$$

Из расчета следует, что внутренняя норма доходности **IRR** проекта ПСЭ 3 энергоблока, в обоих вариантах, больше ставки дисконтирования **r=6,16%** (**IRR** при выполнении работ без замены 3 ПГ равен **14,14%**, с заменой **8,88%**). Ставка **IRR** может также рассматриваться в качестве:

– максимальной платы за привлекаемые источники финансирования, при которой проект остается безубыточным;
– нижнего уровня прибыльности инвестиционных затрат.

Индекс рентабельности проекта (*Profitabiliti Index* — **PI**) по ПСЭ 3 энергоблока определяется по формуле

$$\mathbf{PI} = \sum_{t=0}^{n} \frac{\mathbf{CIF_t}}{(1+r)^t} / \sum_{t=0}^{n} \frac{COF_t}{(1+r)^t} \quad , \qquad (6)$$

Индекс рентабельности (**PI**) для проекта по ПСЭ 3 энергоблока (таблицы 7,8) составит:

– без учета замены 3ПГ – **1,6**;
– с учетом замены 3 ПГ – **1,2**.

При значении коэффициента **PI>1,** проект считается прибыльным.

Оценка экономической эффективности инвестиций в проект по продлению срока эксплуатации 4 энергоблока

По аналогии с расчетами по 3 энергоблоку проведем расчет индексов рентабельности и оценку эффективности инвестиций в проект по ПСЭ 4 энергоблока.

Чистая приведенная стоимость проекта после расчета производственной программы, инвестиционных затрат, операционных затрат (по аналогии с 3 энергоблоком) будет иметь следующий вид.

Таблица 9. Расчет чистой приведенной стоимости проекта по продлению срока эксплуатации 4 энергоблока

Период (годы)	Инвестиционные затраты, млн. руб.	Свободный денежный поток от операций проекта в периоде t, млн. руб.	Норма дисконта (r=6,9)	Текущая стоимость в периоде t, млн. руб.	Чистая приведенная стоимость нарастающим итогом, млн. руб.
t	ICo	CFt	(1+r)*t	PVt	NPV
2013	-209,3				
2014	-718,1				
2015	-808,7				
2016	-887,6				
2017	-418,4		1,0000	-3042,1	-3042,1
2018		635,0	1,0616	598,2	-2443,9
2019		635,0	1,1270	563,5	-1880,5
2020		587,1	1,1964	490,7	-1389,8
2021		282,3	1,2701	222,2	-1167,5
2022		635,0	1,3484	471,0	-696,6
2023		635,0	1,4314	443,6	-253,0
2024		587,1	1,5196	386,3	133,4
2025		282,3	1,6132	175,0	308,3
2026		635,0	1,7126	370,8	679,1
2027		635,0	1,8181	349,3	1028,4
2028		587,1	1,9301	304,2	1332,6
2029		282,3	2,0489	137,8	1470,3
2030		635,0	2,1752	291,9	1762,3
2031		635,0	2,3092	275,0	2037,3
2032		587,1	2,4514	239,5	2276,8

Срок окупаемости проекта в соответствии с формулой (2) – **5,5 года** с момента проведения мероприятий по ПСЭ и **10,5 года** с момента начала работ по ПСЭ в 2013 году.

Дисконтируемый срок окупаемости, в соответствии с формулой (4) – **6 лет 4 месяца** с момента окончания работ по ПСЭ.

Чистая приведенная стоимость реализации проекта **2276,8 млн. руб.**

Внутренняя норма доходности (ставка **IRR)** для проекта по ПСЭ 4 энергоблока – **16,5%,** при ставке дисконтирования **6,16%.**

Индекс рентабельности проекта по ПСЭ 4 энергоблока – **1,7**.

Выводы

В результате оценки эффективности инвестиций в проект по продлению срока эксплуатации 3-4 энергоблоков Нововоронежской АЭС до 55–60 лет были проведены расчеты по определению:

- срока окупаемости проектов (в том числе дисконтированных сроков окупаемости);
- чистой приведенной стоимости проектов;
- внутренней нормы доходности проектов;
- индекса рентабельности проектов.

Реализация проекта продления срока эксплуатации 3–4 энергоблоков обеспечивает возмещение первоначальных инвестиционных затрат на проект, компенсирует отвлечение финансовых средств в период реализации проекта, а также имеет некий запас финансовой прочности.

Сроки окупаемости показывают что, экономически целесообразно продлевать сроки эксплуатации энергоблоков и на более короткий срок (до 10 лет).

Проведенные расчеты позволяют сделать вывод об экономической эффективности инвестиций в проект по продлению срока эксплуатации 3–4 энергоблоков Нововоронежской АЭС.

НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА КАК ИНСТРУМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Ватагин М.Ю.

Союз ветеранов атомной энергетики Украины

В 2010–2011 гг. выполнены исследования и разработки, позволяющие ввести в число инструментов воздействия на эффективность производства энергии на АЭС параметры расхода **ядерного топлива в условном и натуральном исчислении**.

Есть основания полагать, что абсолютные и удельные значения расхода ЯТ могут достаточно результативно использоваться при:

- оценке результатов хозяйственной деятельности;
- планировании по технически обоснованным нормативам;
- сравнении видов генерации в топливном сегменте энергетики (см. релиз);

- определении эффективности улучшений для целей поощрения сотрудников

Данные обстоятельства выглядят актуальными и своевременными, поскольку дают возможность уже сегодня полезно использовать инновационные разработки, способные воздействовать на повышение эффективности АЭС. Приобретая объективный критерий оценки результатов и доказательный аргумент для использования во всех сопряженных сферах, атомная энергетика в целом становится более убедительной.

Исходные данные

В качестве исходных данных использовались материалы из форм отраслевой отчетности за период 2000–2011 гг., дополнительная информация в разрезе АЭС и отдельных энергоблоков.

Систематизация информации основывалась на «Алгоритме расчетного определения расхода ядерного топлива в условном исчислении на производство электрической и тепловой энергии, отпускаемой АЭС» (РОЯТУЭ).

В качестве технических показателей использовались годовые значения следующих величин:

- Коэффициент использования установленной мощности, %
- Выработка электроэнергии, тыс. МВт·час;
- Отпуск электроэнергии, тыс. МВт·час;
- Отпуск тепловой энергии с коллекторов, тыс. Гкал;
- Полезный отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал;
- Расход электроэнергии на отпуск тепла, кВт·час/Гкал.

В качестве экономических параметров рассматривались выраженные в млн. грн: тарифная выручка; затраты на топливо для производственных нужд, отраженные в себестоимости; амортизация; оплата труда с социальным страхованием; прочие, определенные разницей общих затрат и суммы трех указанных элементов; прибыль.

Центральное место занимает оценка технологической эффективности и топливной составляющей производства энергии.

Общая картина по АЭС и ТЭС Украины представлена в приложении.

Кроме того реальным стало сравнение отдельных АЭС и групп энергоблоков с различными типами реакторных установок.

Общая характеристика

Картина 2011 г. представлена в табл. 1.

По имеющимся данным возможно сложить общее представление об эффективности комбинированного производства электрической и тепловой энергии.

Например, в 2001 г. наиболее эффективно работали энергоблоки ХАЭС, обеспечив самый высокий общий КПД (32,6%) и самые низкие удельные расходы топлива на энергию (104,7 кг у.т./ГДж).

Общий объем производства первичной теплоты и рабочая полезность готовых энергетических продуктов удобно выражается в ПДж, что позволяет определять общий КПД путем их соотношения и выражать общий удельный расход на производство всей совокупности отпущенной энергии через общий знаменатель, в качестве которого выступает ГДж.

Подобное представление может быть выполнено, скажем за несколько последних лет. Это удобно в практических делах, поскольку позволяет рассматривать процессы в динамике, что всегда полезнее.

При этом следует отметить, что объем производства первичной теплоты и величина рабочей полезности за последние три года в целом по НАЭК возрастали:

Указанные выше значения уже позволяют провести сравнение между АЭС по какому-либо параметру из числа однородных, выбранному в качестве базы сопоставления. Это может быть, например, единица установленной мощности, давая представление об удельной производительности оборудования, выраженной в ПДж/МВт, или единица численности основного персонала, намекая на производительность труда в ТДж/чел или что-либо иное из подобного ряда.

Интенсивность и эффективность

Сегодня, проводя сравнение результатов работы и ставя задачи повышения эффективности энергетического производства на АЭС, повсеместно принято

Таблица 1. Параметры использования ЯТ для производства энергии на АЭС Украины в 2011 г.

Наименование параметров и показателей	Ед. изм.	ЗАЭС	РАЭС	ХАЭС	ЮУ АЭС	ИТОГО
Установленная тепловая мощность	ГВт	18,0	8,8	6,0	9,0	41,8
Коэфф. использ. установленной мощности	%	**77,4%**	**70,7%**	**82,5%**	**66,9%**	**74,5%**
Производство первичной теплоты	ПДж	439,2	195,0	156,1	189,8	980,9
Выработка электроэнергии	млн.МВт*ч	40,7	17,6	14,5	17,6	90,2
Полезный отпуск электроэнергии с шин	млн.МВт*ч	38,5	16,1	13,8	16,4	84,8
Отпуск теплоэнергии с коллекторов	млн.Гкал	0,484	0,383	0,279	0,383	1,529
Рабочая полезность	ПДж	140,5	59,7	50,9	60,8	311,8
Общий коэффициент полезного действия	отн.един	**0,320**	**0,306**	**0,326**	**0,320**	**0,318**
Расход условного топлива на производство	млн тн ут	15,0	6,7	5,3	6,5	33,5
Удельный расход топлива на энергию	кг/ГДж	106,7	111,4	104,7	106,5	107,3
Удельный расход условного топлива на тепло	**кг/Гкал**	**182,3**	**195,6**	**180,9**	**184,5**	**185,0**
Удельный расход условного топлива на эл.эн.	**кг/МВт*ч**	**387,4**	**407,6**	**382,2**	**389,6**	**391,1**

Таблица 2. Среднегодовые параметры использования ЯТ для производства энергии на АЭС Украины в 2009–2011 гг.

Наименование параметров и показателей	Ед. изм.	ЗАЭС	РАЭС	ХАЭС	ЮУ АЭС	ИТОГО
Производство первичной теплоты	ПДж	443,5	172,6	145,0	188,0	950,2
Рабочая полезность	ПДж	141,7	52,9	47,4	60,2	302,2
Общий коэффициент полезного действия	отн.един	**0,320**	**0,306**	**0,327**	**0,320**	**0,318**
Расход условного топлива на производство	млн тн ут	15,1	5,9	4,9	6,4	32,4
Удельный расход топлива на энергию	кг/ГДж	106,8	111,4	104,4	106,6	107,3
Удельный расход условного топлива на тепло	**кг/Гкал**	**183,0**	**196,3**	**179,2**	**185,0**	**184,9**
Удельный расход условного топлива на эл.эн.	**кг/МВт*ч**	**387,6**	**408,0**	**382,1**	**389,8**	**391,2**

Таблица 3. Объем производства первичной теплоты и величина рабочей полезности готовых энергетических продуктов на АЭС Украины в 2009–2011 гг.

Наименование параметров и показателей	Период	ЗАЭС	РАЭС	ХАЭС	ЮУ АЭС	ИТОГО
Первичная теплота, ПДж	2009	445,6	135,8	138,1	179,9	900,6
	2010	445,6	187,1	140,8	194,4	969,0
	2011	439,2	195,0	156,1	189,8	980,9
темп роста	**2011/2009**	**0,986**	**1,436**	**1,130**	**1,055**	**1,089**
Рабочая полезность, ПДж	2009	142,2	41,5	45,2	57,5	286,4
	2010	142,4	57,4	46,1	62,3	308,2
	2011	140,5	59,7	50,9	60,8	311,8
темп роста	**2011/2009**	**0,988**	**1,438**	**1,126**	**1,057**	**1,089**

опираться на характеристику интенсивности использования оборудования, называемую **коэффициентом использования мощности** и обозначаемого КИУМ.

Но повышение интенсивности использования оборудования на полную мощность еще не означает лучшего результата по технологической эффективности производства энергии на АЭС. Точно так же, как большее количество поездок на автомобиле с поврежденным карбюратором не будет тождественным меньшим расходам на перевозку грузов и большей прибыли от реализации услуг.

На самом деле эффективность, в смысле более низких затрат на единицу готового продукта, достигается при большем значении известного показателя, называемого чистым коэффициентом полезного действия и обозначаемого КПДнетто. С ним связан определенным образом удельный расход топливного ресурса на единицу отпущенной энергии.

Рост КИУМ означает увеличение объема готового продукта и снижение удельного значения условно-постоянных расходов на каждую единицу отпущенной энергии. Однако при этом следует учитывать, что достижение более высокого КИУМ, как правило, требует относительно больших затрат того же условно-постоянного характера – материалов, запасных частей, зарплаты с сопутствующими отчислениями, услуг специализированных организаций и пр. При этом затратность повышения КИУМ не имеет линейного характера. Напротив, преодоление каждой следующей ступеньки обеспечивается все возрастающими расходами, снижая общую результативность прилагаемых усилий. Этот эффект достаточно полно исследован, многократно описан и потому здесь дополнительно не раскрывается.

Коэффициент полезного действия (Кпд) Энциклопедическим словарем определяется как **характеристика эффективности системы** (устройства, машины) в отношении преобразования энергии, определяемая отношением полезно использованной энергии (превращенной в работу при циклическом процессе) к суммарному количеству энергии, переданному системе.

Таким образом, Кпд рассматривается прямым выражением отношения количества топливного ресурса к результатам производства отпускаемых системой готовых энергетических продуктов. В экономической теории з**атраты на топливо называются переменными**, поскольку соотносимы с объемом произведенной энергии непосредственно и пропорционально.

Из данных рис. 1 следует, что доля затрат на топливо, отраженных в отчетности о себестоимости, составила в 2011 г. **24,7%** от объема тарифной выручки НАЭК, хотя в действительности к ним следует добавить часть прибыли, использованной на пополнение оборотных средств до величины, достаточной для закупки СЯТ. Тогда реальную долю расходов на приобретение ЯТ следует определить в размере 31,5%.

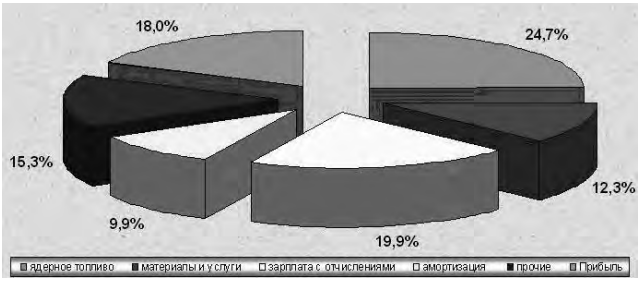


Рис. 1. Структура тарифной выручки НАЭК в 2011 г.

В контексте настоящего изложения принимается, что доля условно-постоянных расходов составила 57,3% (100 – 24,7 – 18,0) тарифной выручки.

Для наглядной демонстрации влияния факторов условно-постоянных расходов и удельных затрат на топливо на величину прибыли были выполнены соответствующие расчеты на основании фактических данных за 2011 г.

В качестве основного допущения принято изменение величины полезного отпуска электроэнергии в диапазоне от 80 до 90 млрд кВт·час равномерными шагами, ограничиваемыми размерностью 0,5% к предыдущему значению. При этом в качестве постоянных величин рассматривались средний по НАЭК удельный расход ядерного топлива в условном исчислении (391,13 кг у.т./МВт·час), средний тариф (18,82 коп/кВт·час) и величина условно-постоянных расходов (УПР) в размере 9,157 млрд грн в год, определенном разницей между тарифной выручкой (ТарВ), топливной составляющей себестоимости (ТСС) и прибылью.

На рис. 2 отчетливо прослеживается различная динамика прироста прибыли и ТСС при росте отпуска продукта и сохранении УПР на одном и том же уровне. В результате роста затрат на ЯТ на 474 млн грн, начиная с отметки 3,714 млрд грн, т.е на 12,7%, что соответствует расчетной оценке прироста отпуска энергии, прибыль возрастает на **66,7%** или 1,44 млрд грн.

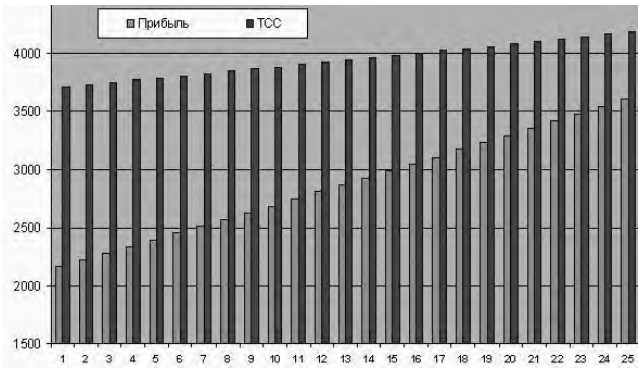


Рис. 2. Соотношение прироста прибыли и ТСС по фактической базе 2011 г. в диапазоне равномерного (на 0,5%) изменения отпуска электроэнергии от 80 до 90 ГВт·час (млн грн)

Вывод весьма очевиден и состоит в том что, **прирост отпуска энергии**, вызывая соответствующее увеличение расходов на топливо, приводит к относительному снижению удельных УПР и вызывает кумулятивный эффект прироста прибыли.

С введением в обращение категории ЯТУИ становится доступным рассмотрение и изучение вклада отдельных энергоблоков и АЭС в общее дело эффективного использования топливного ресурса на основе количественного сравнения однородных результатов. Это в свою очередь открывает перспективы техническому нормированию расходования основного материального ресурса атомной энергетики как наиболее приемлемого инструмента повышения общего Кпд энергоблоков.

Определенная условность

Определенный интерес представляет собой анализ общей эффективности использования ядерного топлива при производстве электроэнергии с учетом воздействия стоимостного фактора. Его обобщенный результат приводится на диаграмме 2 (рис. 4). При ее подготовке использовался параметр **стоимости тонны условного топлива в ядерном эквиваленте**, выраженный в гривнах без учета НДС.

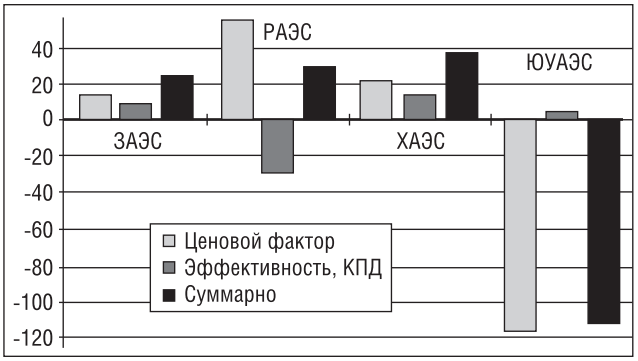


Рис. 4. Вклад АЭС в корпоративную результативность 2011 г. по эффективности использования ЯТ (млн грн)

Его расчет несложен и определяется отношением отчетного значения удельной топливной составляющей (грн/МВт·ч) к **удельному расходу ядерного топлива в условном исчислении** на производство отпущенной энергии (кг у.т./МВт·ч). Следует обратить внимание, что в разрезе АЭС стоимость тонны условного топлива в ядерном эквиваленте, рассчитанная по электроэнергии, заметно различается: на ЗАЭС – 117,81 грн/тн у.т. (без НДС); на РАЭС – 109,54 грн/тн у.т.; на ХАЭС – 114,26 грн/тн у.т и на ЮУАЭС – 135,15 грн/тн у.т. При этом **среднее значение по НАЭК** составило **118,86 грн/тн у.т**. (без НДС).[1]

Здесь хорошо видно, что суммарная эффективность имела положительное значение на всех АЭС, кроме Южно-Украинской, и достигалась она за счет разной степени влияния различных факторов воздействия. К примеру, технологическая эффективность на РАЭС имела отрицательное значение, оцениваемое суммой 27,3 млн.грн за год, но меньшая на 56,5 млн грн по сравнению со средним значением топливная составляющая позволила получить суммарный эффект в 29,2 млн грн На ЗАЭС и ХАЭС оба фактора оказали положительное влияние, но в разной степени.

Все эти данные приводятся здесь не для наказания невиновных и награждения непричастных, а только для целей демонстрации потенциальных возможностей рассмотрения итогов работы подразделений на основе объективной количественной оценки достигнутых результатов. При этом методология имеет широкий диапазон настройки по значимости принятых к использованию критериев.

Диагностирование ситуации при желании может быть углублено до уровня энергоблоков.

В качестве примера возможного подхода в таблице 1 представлена картина в разрезе блоков и АЭС. Она, к слову сказать, открывает перспективы использования эталонного способа управления издержками, проявившего себя достаточно результативно, к примеру, в Англии.

[1] Причины подобной ситуации кажутся на первый взгляд вполне очевидны, но вместе с тем требуют тщательного анализа по причине ощутимого воздействия на общую экономику Компании.

Таблица 4. Объем производства первичной теплоты и величина рабочей полезности готовых энергетических продуктов на АЭС Украины в 2009–2011 г.

Энергоблоки АЭС	Выработка электроэнергии			Первичн. теплота, тыс ГДж	Расход ЯТ в условн. исч. тыс тн у.т.	Рабочая Полезн. продуктов Тыс.ГДж	Удельн. расход ЯТ кг у.т./ГДж	КПДнетто, %
	тыс. МВт*ч	доля	относит. Максим.					
№1	6418	0,0711	0,8805	69314	2365	22 165	106,7	31,98%
№2	6498	0,0720	0,8915	70178	2395	22 437	106,7	31,97%
№3	7224	0,0800	0,9911	78019	2662	24 648	108,0	31,59%
№4	6727	0,0745	0,9229	72652	2479	23 207	106,8	31,94%
№5	6640	0,0736	0,9110	71712	2447	22 922	106,7	31,96%
№6	7160	0,0793	0,9823	77328	2638	25 103	105,1	32,46%
Всего ЗАЭС	40667	0,4506	5,5792	439204	14986	140 482	106,7	31,99%
№1	2773	0,0307	0,3804	32682	1115	9 241	120,7	28,28%
№2	2439	0,0270	0,3346	29092	993	8 299	119,6	28,53%
№3	6439	0,0713	0,8834	69541	2373	22 262	106,6	32,00%
№4	5901	0,0654	0,8096	63731	2175	19 915	109,2	31,25%
Всего РАЭС	17552	0,1945	2,4080	195045	6655	59 708	111,5	30,61%
№1	7289	0,0808	1,0000	78721	2686	25 627	104,8	32,55%
№2	7168	0,0794	0,9834	77414	2641	25 246	104,6	32,61%
Всего ХАЭС	14457	0,1602	1,9834	156136	5327	50 873	104,7	32,58%
№1	5383	0,0596	0,7385	58136	1984	18 565	106,9	31,93%
№2	6452	0,0715	0,8852	69682	2378	22 185	107,2	31,84%
№3	5736	0,0636	0,7869	61949	2114	20 034	105,5	32,34%
Всего ЮУ АЭС	17571	0,1947	2,4106	189767	6475	60 784	106,5	32,03%
ИТОГО АЭС	90247	1,0000		980151	33444	311 847	107,2	31,82%
из них В-1000	85035	0,9422		918378	31336	294306,7	106,5	32,05%

Приведенных в настоящем докладе материалов показалось уже вполне достаточным для привлечения внимания к перспективам совершенствования управления корпоративными издержками на основе использования категории ядерного топлива в условном исчислении.

Конечно же, в этом случае остаются в тени другие вопросы аналогичной направленности. Но топливные расходы достаточно велики, чтобы быть удостоенными повышенного внимания. И, кроме того, позитивного решения требует задача нейтрализации негативного проявления стоимостного дисбаланса ядерного топлива, который и в 2011 г. продолжил свое бытие, хотя и несколько снизился по сравнению с прошлым годом.

Характеристика СДЯТ

Параметр	Ед.изм.	2008	2009	2010	2011	2008-2011
Стоимостной дисбаланс ЯТ	млн.грн	287	1 033	1 936	1 089	7 433
Доля СДЯТ в тарифной выручке	%	5,3	9,6	14,6	6,8	7,5
Дополнительные бюдж. обяз.	млн.грн	103	496	929	693	3 741
Прирост СДЯТ за календарный день	млн.грн	0,8	2,8	5,3	3,0	1,7

Рис. 5. Характеристика стоимостного дисбаланса ядерного топлива АЭС Украины.

Неопределенность тепла

Внимательного отношения требует к себе вопрос, связанный с тепловой энергией, отпускаемой АЭС. Его привычно относят к несущественным, но в экономике мелочей не бывает и у разумного хозяина каждая копейка обязана беречь рубль. Действительно, доля тепловой энергии в 2011 г. по объему отпуска продукта составила 2,33% (82,7 ПДж), по тарифной выручке 3,9% (62,6 млн грн), а по расходам ядерного топлива в условном исчислении 0,85% (0,283 млн тн у.т.)

С одной стороны, данное обстоятельство позволяет характеризовать тепловой сектор хозяйственной деятельности в качестве вспомогательного и малозначительного. С другой стороны, именно в этом сегменте располагаются значительные резервы роста экономической результативности работы каждой АЭС и НАЭК в целом. Данное утверждение обосновывается следующими обстоятельствами:

- Средние тарифы на тепловую энергию АЭС по отраслевой отчетности за 4 квартал 2011 г. составили 47,41 грн/Гкал, увеличившись по сравнению с прошлым годом на 11,14 грн/Гкал или 31%. При этом реализация тепла приносила АЭС прибыль в размере 5,76 грн/Гкал, что ниже прошлогоднего уровня в 2,4 раза (13,67 грн/Гкал). Соответственно себестоимость производства возросла на 84% и достигла 41,65 грн/Гкал. Подобная картина указывает на сохранение доходности продажи тепла при ее ощутимом снижении.
- Средние тарифы на тепло АЭС были намного ниже уровня других сегментов генерации, что отчетливо следует из приведенной таблицы, составленной по данным отраслевой отчетности **за 4 квартал 2011 г**. Тарифы на тепло были **в 5,44 раза ниже себестоимости** производства **на ТЭС** (258 грн/Гкал), **в 6,9 раза ниже чем, на ТЭЦ** (329 грн/Гкал). При этом, во всех сегментах топливной генерации, кроме АЭС, отпуск тепла был убыточен. Таким образом, следует принимать во внимание очень большой запас (можно сказать чрезмерно великий) конкурентоспособности сфере теплоснабжения.

Обращает на себя внимание **неестественно низкий уровень затрат на топливо** на АЭС (7,52 грн/Гкал). Они составляют лишь **16%** от тарифной выручки и **в 27,2 раза ниже, чем на ТЭС.** Условно-постоянные расходы, связываемые АЭС с производством тепла (34,13 грн/Гкал) более, чем **в 5 раз ниже**, чем, к примеру, **в Облэнерго**. С учетом стоимости основных фондов АЭС, более высокой зарплаты и дополнительных расходов на безопасность, подобные соотношения кажутся явно ненормальными. В результате АЭС, отпуская 6,9% тепловой энергии, довольствовались 1,3% от общей тарифной выручки.

Несложные расчеты указывают, что, при упоминавшейся здесь стоимости условного топлива 118,15 грн/

Таблица 5. Тарифы на тепло по видам генерации в 4 квартале 2011 г.

Наименоваие показателя	Ед. изм.	Всего по Украине	Облэнерго	ТЭЦ	ТЭС	АЭС
Тариф на тепло	грн/Гкал	259,85	274,91	299,99	181,31	47,41
Затраты на топливо		262,69	303,67	252,48	204,44	7,52
тоже в % к тарифной выручке	%	101,1%	110,5%	84,2%	112,8%	15,9%
Условно-постоянные затраты	грн/Гкал	132,93	179,29	76,59	53,52	34,13
Себестоимость - всего		395,63	482,96	329,07	257,96	41,65
Полезный отпуск	тыс. Гкал	7164,9	4241,9	1954,7	473,4	494,9
Тарифная выручка	млн. грн	1861,8	1166,1	586,4	85,8	23,5
Доля в тарифной выручке	%	100,0%	62,6%	31,5%	4,6%	1,3%
Затраты на топливо	млн. грн	1882,1	1288,1	493,5	96,8	3,7
Доля в затратах на топливо	%	100,0%	68,4%	26,2%	5,1%	0,2%

тн у.т. и среднем расходе на производство отпущенной Гкал 185 кг у.т., топливную составляющую следует отражать в отчетности не уровне, не менее 23,3 грн/Гкал. Хотя теоретически возможен и другой подход, основанный на определении стоимости тепла, отбираемого от турбин с учетом его реальной энергетической ценности. Но его реализация требует в качестве непременного изначального условия наличие единообразного порядка определения реальной ценности тепла.

Это тем более актуально, если принять во внимание существенный разнобой[1] стоимостных параметров тепловой энергии в разрезе АЭС. Он вообще сложно объясним с позиций относительной схожести технических параметров и определенности ценовых отличий на ядерное топливо.

С учетом изложенного, очевидна потребность в выполнении специального исследования сложившейся системы формирования тарифов на теплоэнергию, отпускаемую АЭС, с учетом технологической специфики и местных особенностей, и подготовки на этой базе соответствующих рекомендаций, включая предложения в части методологии и порядка установления тарифов на тепло. Этого шага требует хотя бы то, что очевидные потери НАЭК в данном сегменте оцениваются минимум в 22–23 млн грн только по значению топливных затрат.

Принимая во внимание сказанное, предлагается, рассмотрев данный материал по существу, определится с потребностью в последовательном внедрении в практику корпоративных отношений очевидных инструментов управления издержками производства энергии на АЭС в части расходов на топливо.

Таблица 6. Стоимостные параметры тепловой энергии в разрезе АЭС Украины

Наименование показателя	Ед. изм.	ЗАЭС	РАЭС	ХАЭС	ЮУАЭС	АЭС
Тариф на тепло	грн/Гкал	**42,81**	**39,07**	**63,66**	**34,73**	**43,66**
Полезный отпуск	тыс. Гкал	465,0	351,5	259,5	357,6	1433,6
Тарифная выручка	млн.грн	19,91	13,73	16,52	12,42	62,6
Топливная составляющая	грн/Гкал	**7,96**	**4,62**	**6,01**	**8,94**	**7,03**
Затраты на топливо	млн.грн	3,70	1,62	1,56	3,20	10,1

[1] К примеру на ХАЭС тариф на тепло выше среднего значения на 45,8% при том, что стоимость тонны условного топлива чуть ниже отраслевого значения, а на ЮУАЭС самый низкий тариф (почти в 2 раза от максимального значения) при том что тн у.т. обходилась на 16 грн. (13,5%) дороже чем в среднем по АЭС.

Секция 3. **Развитие атомной энергетики**

Создание новых энергоблоков АЭС

К ВОПРОСУ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ РУ БН-800 ДЛЯ БЕЛОЯРСКОЙ АЭС

Калинкин А.А., Соболев А.Н., Стебенев Н.А., Фомина Ю.Б., Мирошниченко А.И.
ОАО «СПбАЭП», г. Санкт-Петербург

Введение

В период с июля 2011 г. по настоящее время специалистами бюро ВАБ НИО ОАО «СПбАЭП» в рамках разработки ОООБ 4 блока Белоярской АЭС [1] выполняются работы по анализу надежности систем.

Основными проблемами, возникающими при выполнении работ по анализу надежности систем являются:

- необходимость учета неготовности оборудования из-за вывода в ремонт, вследствие отказов в ходе периодических проверок и испытаний при эксплуатации;
- необходимость учета эксплуатационных проверок и испытаний, как основного, так и обеспечивающего оборудования системы;
- наличие функциональных связей между технологически независимыми системами;
- сложность режимов работы систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности.

Ниже приводятся подходы к решению указанных проблем, использованные в ходе анализа надежности систем РУ БН-800 для Белоярской АЭС.

Анализ надежности систем с учетом неготовности оборудования из-за вывода в ремонт, вследствие отказов в ходе периодических проверок и испытаний при эксплуатации

В соответствии с Регламентом эксплуатационных проверок и технического обслуживания систем и оборудования, важных для безопасности РУ БН-800 предусмотрены следующие виды проверок и испытаний систем:

- периодические проверки в процессе эксплуатации;
- проверки после плановых ремонтов (текущего, среднего, капитального), включая техническое освидетельствование;
- внеплановые проверки и испытания.

Как правило, под периодическими проверками в процессе эксплуатации, понимается переход с работающего оборудования системы на резервное (при наличии такового).

В связи с этим в рамках анализа надежности необходимо учитывать неготовность оборудования из-за вывода во внеплановый ремонт, вследствие отказа на запуск (отказа отсечной арматуры на открытие/закрытие) при вводе в работу (выводе из работы) из резерва (в резерв).

Неготовность оборудования из-за вывода во внеплановый ремонт, вследствие отказов в ходе периодических проверок и испытаний при эксплуатации, определяется как:

$$P_{UMT} = Q \cdot \frac{TR}{T_{рез}}, \qquad (1)$$

где:

P_{UMT} — вероятность нахождения оборудования во внеплановом ремонте вследствие отказов в ходе периодических проверок и испытаний при эксплуатации;

Q – вероятность отказа в ходе периодических проверок и испытаний;

TR – время восстановления;

$T_{рез}$ – время нахождения в резерве.

Вероятность отказов в ходе периодических проверок и испытаний при эксплуатации определяется как:

$$Q = \lambda \cdot T_i, \qquad (2)$$

где:

λ – интенсивность отказа, характерного для оборудования в ходе периодических проверок и испытаний;

T_i – интервал между опробованиями.

Если переход с рабочего оборудования на резервное требует переключений отсечной арматуры, то неготовность оборудования вычисляется как сумма неготовности оборудования и арматуры, обеспечивающей ввод/вывод оборудования из резерва/в резерв.

В предположении одинакового набора оборудования рабочего и резервного каналов получаем:

$$P_{UMT} = \frac{T_i}{T_{рез}} \cdot \left(\lambda_{os} \cdot TR_o + \sum_1^k n \cdot TR_{a_k} \cdot (\lambda_{ac_k} + \lambda_{ao_k}) \right) \qquad (3)$$

здесь:

λ_{os} – интенсивность пусковых отказов оборудования канала;

λ_{ao} – интенсивность отказов отсечной арматуры на открытие;

λ_{ac} – интенсивность отказов отсечной арматуры на закрытие;

TR_o – время восстановления оборудования;

TR_a – время восстановления отсечной арматуры;

k – количество типов отсечной арматуры, обеспечивающей ввод/вывод оборудования из резерва/в резерв;

n – количество отсечной арматуры одного типа, обеспечивающей ввод/вывод оборудования из резерва/в резерв.

Моделирование надежности с учетом сложного характера эксплуатационных проверок и технического обслуживания оборудования систем

В ходе выполнения работ по анализу надежности систем РУ БН-800 был выявлен ряд систем, для которых эксплуатационные проверки и испытания проводятся

как для основного, так и для обеспечивающего оборудования, функционально представляющего собой отдельную систему, но технологически входящего в состав основной.

Характерным представителем такого вида систем является система питательной воды [2], предназначенная для подготовки и подачи питательной воды из деаэратора в парогенераторы.

В состав системы входят:
- главные питательные насосы (ГПН);
- маслоустановки главных питательных насосов (ППН);
- предвключенные питательные насосы;
- деаэратор;
- БРОУ-Д;
- трубопроводы;
- арматура (запорная, регулирующая, предохранительная).

Маслоустановка, поставляемая с каждым главным питательным насосом, фактически является отдельной системой и предназначена для обеспечения смазки подшипников насоса и двигателя ГПН. Каждая маслоустановка включает: маслобак, два маслонасоса (МН) (1 рабочий, 1 резервный), охладитель, фильтр, арматуру.

При работе на номинальной мощности в работе находятся три главных и три предвключенных питательных насоса, а также один маслонасос каждого ГПН. Один маслонасос каждого ГПН, один предвключеный и один главный питательный насос находятся в резерве, в ожидании требования на запуск. Для обеспечения равномерного расходования ресурса, раз в месяц опробуются и пускаются резервные насосы с одновременным выводом в резерв соответствующих рабочих.

Для снижения размерности модели принято допущение о том, что в работе постоянно находится три главных, три предвключенных насоса системы и три маслонасоса рабочих ГПН. Один маслонасос каждого ГПН, один предвключеный и один главный питательный насос постоянно находятся в резерве.

Данные допущения приняты на основании ряда фактов, а именно:
- наработка насосов за время работы станции одинакова;
- насосы идентичны в плане показателей надежности;
- время восстановления МН значительно меньше времени восстановления ГПН.

Таким образом: для рабочих питательных насосов моделировались отказы при работе в течение всего рассматриваемого интервала работы системы, для резервных:
- неготовность из-за вывода во внеплановый ремонт вследствие отказа на запуск при вводе в работу из резерва;
- отказы при работе на промежутке равном среднему времени восстановления ГПН (ППН);
- пусковые отказы на промежутке равном интервалу между опробованиями.

Для рабочих маслонасосов рабочих ГПН моделировались отказы при работе в течение всего рассматриваемого интервала работы системы, для резервных:
- неготовность из-за вывода во внеплановый ремонт вследствие отказа на запуск при вводе в работу из резерва;
- отказы при работе на интервале равном среднему времени восстановления рабочего МН;
- пусковые отказы на промежутке времени равном интервалу между опробованиями;

Для маслонасосов резервного ГПН моделировались:
- отказы при работе на интервале равном среднему времени восстановления ГПН;
- пусковые отказы на промежутке времени равном интервалу между опробованиями.

Анализ надежности функционально связанных систем

Среди систем, для которых выполнялся анализ надежности, были системы приточной, вытяжной вентиляции и холодоснабжения, функционально связанные между собой через систему автоматического управления [3]. Так, система холодоснабжения (3 холодильные машины) обеспечивает охлаждение наружного воздуха для приточной системы вентиляции (3 кондиционера), которая подает воздух с требуемыми параметрами в обслуживаемые помещения энергоблока. Из этих помещений отвод воздуха осуществляется системой вытяжной вентиляции (3 вентилятора).

Работа этих формально отдельных друг от друга систем связана посредством сигналов автоматического поканального (поэлементного) управления: включение вентилятора системы вытяжной системы приводит к автоматическому включению соответствующего кондиционера приточной системы, которое, в свою очередь (в теплое время года) приводит к автоматическому включению соответствующей холодильной машины системы холодоснабжения.

Напротив, отказ холодильной машины приводит к автоматическому останову соответствующего кондиционера приточной системы вентиляции и вентилятора вытяжной системы, и автоматическому переходу по вентиляторам вытяжной системы, приводящему к запуску оборудования резервных каналов приточной системы и системы холодоснабжения.

В ходе анализа надежности разрабатывалась единая модель надежности рассматриваемых систем (см. Рис. 1). Расчет надежности выполнялся по логике дерева отказов и допущений анализа, представленных ниже:
- первый рабочий канал каждой системы моделируется таким образом, что включает в себя количественную оценку отказов обоих рабочих каналов в режиме работы в течение всего рассматриваемого интервала работы системы;
- второй рабочий канал каждой системы моделируется таким образом, что рассматриваются отказы оборудования при постоянной работе за время восстановления первого рабочего канала;
- резервный канал каждой системы моделируется таким образом, что рассматриваются отказы оборудования на запуск/изменение положения и постоянную работу за время восстановления первого канала.

Моделирование постоянно работающих систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности

При выполнении анализа надежности было выявлено несколько систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности, у которых все каналы находятся в работе при нормальной эксплуатации энергоблока. Для подобных систем необходимо было определить корректные модели надежности элементов системы и рассчитываемый показатель надежности.

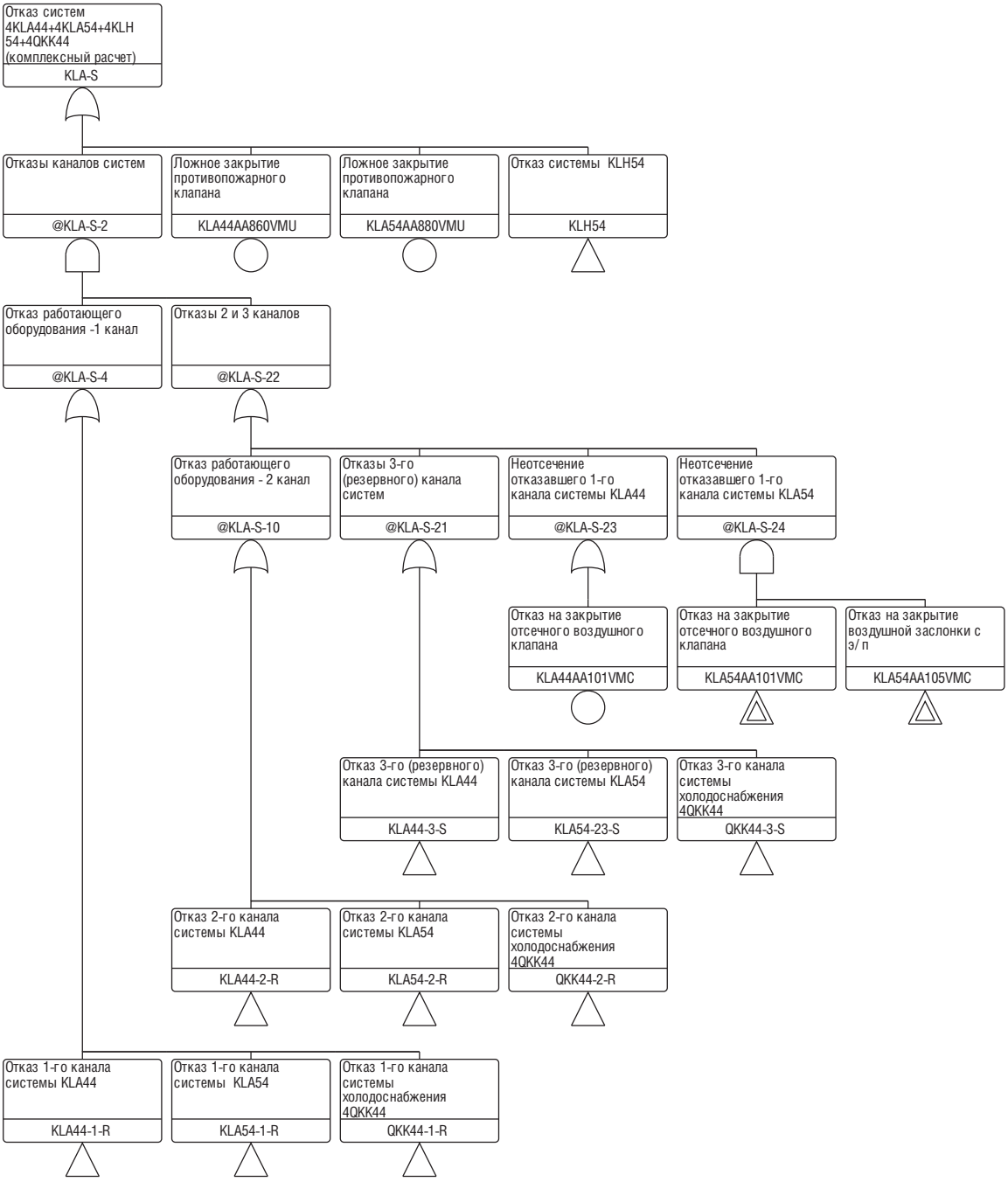


Рис. 1. Дерево отказов «Отказ общих частей систем приточной, вытяжной вентиляции и системы холодоснабжения»

Примером подобной системы является система вентиляции помещений системы холодоснабжения. В соответствии с проектными данными, режим работы каждого канала системы вентиляции зависит от температуры воздуха в помещениях системы холодоснабжения. При превышении температуры воздуха +33°С система управления формирует сигнал на включение вентилятора данного канала и включение автоматического регулятора частоты оборотов вентилятора с уставкой поддержания температуры на уровне +25°С. При понижении температуры в помещении ниже +10°С происходит автоматическое выключение вентилятора. Таким образом, каждый канал системы вентиляции является рабочим (как и соответствующий канал системы холодоснабжения) и функционирует в комплексном режиме «включение – работа – выключение» и т.д.

Для решения поставленной задачи в анализе надежности приняты следующие подходы и допущения:

- неготовность элементов каждого канала по причине выявленных отказов в комплексном режиме работы («включение – работа – выключение») моделируется с применением выражений (1-3);
- для учета комплексного режима работы каналов системы, при моделировании отказов воздушных запорных клапанов рассматривается как отказ клапана на открытие, так и отказ на закрытие;
- для учета комплексного режима работы каналов системы, при моделировании отказов вентиляторов, дополнительно рассматривается отказ вентилятора на запуск.

Выводы

1. В статье определены основные проблемы анализа надежности систем РУ БН-800, описаны пути их решения.

2. Использование приведенных подходов позволяет снизить размерность моделей и получить адекватные оценки показателей надежности систем.

3. Описанные подходы и аналитические зависимости использованы при обосновании безопасности 4 энергоблока Белоярской АЭС с РУ БН-800.

Список литературы

1. Белоярская АЭС Блок 4. Окончательный отчет по обоснованию безопасности. БЛ.4-0-0-ОООБ-001, ОАО «СПбАЭП», СПб, 2011.

2. Белоярская АЭС Блок 4. Технический отчет «Анализ надежности системы питательной воды». БЛ.4-0-22-ОТ-049, ОАО «СПбАЭП», СПб, 2011.

3. Белоярская АЭС Блок 4. Технический отчет «Анализ надежности приточной системы вентиляции помещений НЭ реакторного отделения UJA и ЗКД электротехнических этажерок 1UBR, 2UBR». БЛ.4-0-22-ОТ-101, ОАО «СПбАЭП», СПб, 2012.

О РАЗРАБОТКЕ НОВЫХ ОТРАСЛЕВЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИХ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГОБЛОКОВ АС

Константинов С.С.
«Нововоронежатомтехэнерго»

Нами был проведен анализ отраслевых нормативных документов, регламентирующих ввод в эксплуатацию энергоблоков АС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
по результатам анализа действующих нормативных документов федерального и отраслевого уровня, касающихся ввода в эксплуатацию энергоблоков АС
2

Причинами проведения анализа были:
- ввод в действие в РФ в последние годы значительного количества нормативных документов федерального и отраслевого уровня, касающиеся вопросов сооружения и ввода в эксплуатацию энергоблоков АС многим требованиям которых стали не соответствовать действующие в отрасли нормативные документы;
- выявленные в ходе работы с отраслевыми нормативными документами несоответствия с федеральными нормативными документами, введёнными в действие до выпуска этих отраслевых документов;
- выявленные в процессе использования недостатки, несоответствия и противоречия, как между отдельными отраслевыми нормативными документами, так и в самих отдельных документах.

3

Целью разработанного «Заключения…» было обоснование необходимости переработки действующих нормативных документов, разработки новых документов взамен действующих, либо дополнительно к имеющимся.
4

В результате проведённого анализа было установлено, что большинство отраслевых нормативных документов во многих своих положениях вступили в противоречие со следующими документами федерального и отраслевого уровня:

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ.
2. ПНАЭ Г-01-011-97 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций».
3. НП-082-07 «Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций».
5

4. «Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка» от 14 июля 2006 года.
5. СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».
6. СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства».
7. СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации».
6

8. ГОСТ 34.601-90 «Автоматизированные системы. Стадии создания».
9. ГОСТ 34.603-92 «Виды испытаний автоматизированных систем».
10. ГОСТ 24.208-80 «Требования к содержанию документов стадии «Ввод в эксплуатацию»».
11. ГОСТ 34.603-92 «Виды испытаний автоматизированных систем».
7

12. ОСТ 95 10260-93 «Автоматизированные системы. Порядок ввода в действие».
13. Постановление Правительства РФ от 01.02.2006 г. № 54 «О государственном строительном надзоре в Российской Федерации».
14. НП-026-04 «Требования к управляющим системам, важным для безопасности атомных станций».
15. НП-017-2000 «Основные требования к продлению срока эксплуатации блока атомной станции».
8

16. Решение «О порядке отнесения пусковых расходов (в т.ч. пусконаладочных работ) «вхолостую» и «под нагрузкой» при вводе в эксплуатацию сооружаемых энергоблоков АС», утвержденное 15.03.2010 г. зам. Генерального директора Госкорпорации по атомной энергии «Росатом» Локшиным А.М.
9

17.Методика определения сметной стоимости пусконаладочных работ при вводе в эксплуатацию объектов атомной энергетики.
18. Отраслевой Регламент определения пусковых расходов при вводе в эксплуатацию объектов атомной энергетики.
10

«Заключение по результатам анализа действующих нормативных документов...» было передано в ОАО «Концерн Росэнергоатом», мною было сделан короткий доклад по изложенным в «Заключении...» вопросам и предложениям на специальном совещании в ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Результатом этой и последующей работы явилось согласование перечня требуемых для разработки первоочередных нормативных документов, «Концерном Росэнергоатом» было обеспечено финансиро-вание разработки этих документов и были оформлены в установленном порядке договора на их разработку с ОАО «Атомтехэнерго».

В качестве первоочередных были утверждены к разработке следующие документы, которые планируются утвердить в виде отраслевых стандартов:

1. Термины и определения.
2. Объем и последовательность пусконаладочных работ. Общие положения.
3. Правила ввода в эксплуатацию энергоблоков атомных станций.
4. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций.
Раздел 4. «Ввод в эксплуатацию энергоблоков АС»

11

1. Порядок выполнения и приемки пусконаладочных работ на технологических системах и оборудовании.
2. Порядок выполнения и приемки пусконаладочных работ на АСУТП.
3. Порядок выполнения и приемки пусконаладочных работ на электротехнических устройствах.
4. Организация ввода в эксплуатацию строящихся энергоблоков АС.
5. Отчетная документация.

12

Перечисленные девять документов, особенно первые три, можно назвать основополагающими, так как именно установленные в них термины, определения и конкретные требования являются основой для разработки большинства остальных нормативных документов. В настоящее время полностью разработаны проекты первых четырёх документов.

1. Термины и определения.
2. Объем и последовательность пусконаладочных работ. Общие положения.
3. Правила ввода в эксплуатацию энергоблоков атомных станций.
4. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций.
Раздел 4. «Ввод в эксплуатацию энергоблоков АС»

13

Эти документы переданы в ОАО «Концерн Росэнергоатом» для проведения процедур согласования. Оставшиеся четыре документа практически тоже разработаны, их первая редакция находится в стадии доводки и корректировки.

Разработанные проекты нормативных документов соответствуют изложенным выше документам отраслевого и федерального уровня. Они построены в виде последовательных и взаимосвязанных норм и требований и направлены на то, чтобы обеспечить единообразное понимание всеми участниками процесса установленных правил и требований, повысить уровень организации и планирования ПНР, качество и безопасность процесса ввода в эксплуатацию энергоблоков АС,

Не вдаваясь в изложение подробностей содержания новых нормативных документов, остановлюсь на некоторых принципиальных моментах:

1. Проект ОСТ «Термины и определения»

1.1. Уточнены и откорректированы некоторые формулировки, исключены противоречия между терминами и определениями в федеральных нормах и отраслевых, некоторые из которых, в частности, имели далеко идущие последствия. Например, в действующем стандарте:

4.76. **энергетический пуск; энергопуск; этап В:** Этап ввода АС в эксплуатацию от завершения физического пуска реактора до приемки энергоблока АС в опытно-промышленную эксплуатацию.
(Действующий СТО 1.1.1.03.003.0690-2006 «Термины и определения»)

14

В проекте нового стандарта согласно ОПБ-88/97:

4.135. **Энергетический пуск, этап В** – этап ввода АС в эксплуатацию от завершения физического пуска реактора до начала выработки электроэнергии (НП-001-97).

15

1.2. В стандарт включено значительное количество новых терминов и определений, связанных с вносимыми во вновь разрабатываемые стандарты дополнительных норм и требований по причинам, о которых докладывалось выше. Если в действующем СТО содержится всего 77 терминов и определений, то в новом проекте стандарта их число выросло до 137 единиц, например:

4.18. **Генеральный подрядчик по ПНР (Генподрядчик по ПНР)–** определенная Застройщиком организация для осуществления технического руководства и выполнения ПНР на вводимом в эксплуатацию энергоблоке АС на основе договора генерального подряда.

16

4.132. **Эксплуатационный режим** – режим, установленный в помещениях, на системах и оборудовании, при котором все работы в помещениях, в которых введён эксплуатационный режим, выполняются по нарядам и допускам, а ведение технологических процессов на системах и оборудовании , оперативные переключения выполняются оперативным персоналом со штатных рабочих мест (щитов управления, мест расположения оборудования и других мест управления оборудованием) в соответствии с программами и методиками послемонтажных очисток, индивидуальных испытаний технологических трубопроводов, оборудования , программами и методиками пусконаладочных работ, должностными инструкциями и распоряжениями вышестоящего оперативного персонала.

17

4.13. **Временная эксплуатация систем, оборудования** – режим эксплуатации, установленный на основании акта приёмки РПК технологических систем и оборудования - после проведения на них комплексного опробования; АСУТП (частей, подсистем АСУТП) – после проведения приёмочных испытаний; электротехнического оборудования – после проведения его индивидуальных испытаний.

18

4.32. **Индивидуальные испытания АСУ ТП –** выполняемые на заключительной стадии монтажа в соответствии с разделом 4. СНиП 3.05.07-85 испытания, после окончания которых рабочей подкомиссией оформляется акт приемки смонтированной АСУТП или её частей (подсистем) для производства пусконаладочных работ.

19

4.95. **Пусконаладочные работы и испытания «вхолостую»** – пусконаладочные работы и испытания, выполняемые с момента их начала до момента первого успешного включения генератора энергоблока АС в сеть (начала выработки собственной электроэнергии).

20

4.96. **Пусконаладочные работы и испытания «под нагрузкой»** – пусконаладочные работы и испытания, выполняемые после момента первого успешного включения генератора энергоблока в сеть (с начала выработки собственной электроэнергии) до проведения комплексного опробования энергоблока включительно.

21

4.30. **Застройщик** – организация, обеспечивающая на принадлежащем ей земельном участке строительство АС, а также обеспечение осуществления ПНР энергоблоков «вхолостую» и «под нагрузкой». В контексте настоящего Стандарта Застройщиком является эксплуатирующая организация ОАО «Концерн Росэнергоатом».

22

2. Проект ОСТ «Объём и последовательность пусконаладочных работ. Общие положения»

2.1. Как установлено ОПБ-88/97 «Общие положения обеспечения безопасности АС»

4.10. **Ввод в эксплуатацию** – процесс, во время которого ***системы и оборудование энергоблока АС или АС в целом*** начинают функционировать и проверяется их соответствие проекту. Процесс включает предпусковые наладочные работы, физический и энергетический пуски, опытно-промышленную эксплуатацию и завершается сдачей АС в промышленную эксплуатацию (НП-001-97).

23

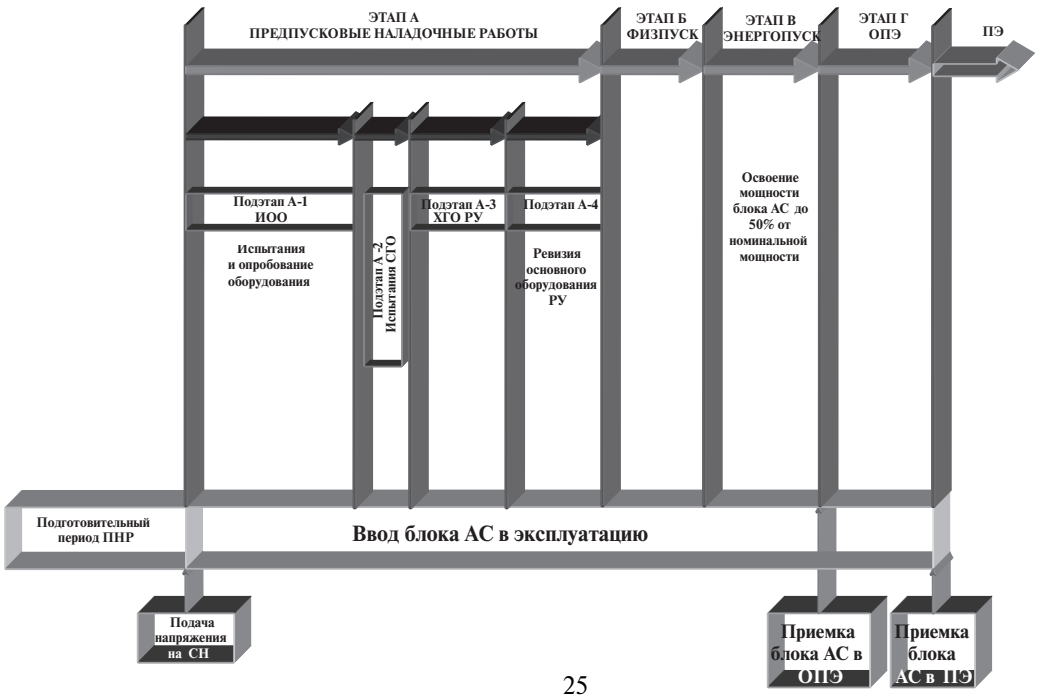
Процесс ввода в эксплуатацию энергоблока АС включает в себя следующие последовательно выполняемые этапы:
- Предпусковые наладочные работы (этап А);
- Физический пуск (этап Б);
- Энергетический пуск (этап В);
- Опытно – промышленная эксплуатация (этап Г).

24

В действующих отраслевых нормативных документах Этап А «Предпусковые наладочные работы» делится на четыре подэтапа. Этап А, а следовательно и весь процесс ввода в эксплуатацию, начинается с момента подачи напряжения на собственные нужды энергоблока.

СТО 1.1.1.03.003.0694-2006

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВВОДА ЭНЕРГОБЛОКА АС С РЕАКТОРОМ ТИПА ВВЭР В ЭКСПЛУАТАЦИЮ



25

Это противоречит ОПБ-88/97, где «Предпусковые наладочные работы» - это:

4.82. **Предпусковые наладочные работы; этап А** – этап ввода в эксплуатацию энергоблока АС, при котором законченные строительством и монтажом ***системы и элементы энергоблока АС*** приводятся в состояние эксплуатационной готовности с проверкой их соответствия установленным в проекте критериям и характеристикам и который завершается готовностью энергоблока АС к физическому пуску реактора (НП-001-97).

26

То есть, в этап предпусковых наладочных работ должны, естественно, входить и все ПНР, выполняемые на энергоблоке АС до момента подачи напряжения на собственные нужды. Поэтому в новом стандарте (проекте) в этап «Предпусковые наладочные работы» включен пятый подэтап **А-0 Подготовительный,** в стандарте указан объём работ, который выполняется на этом подэтапе. Установлен также момент начала этапа А «Предпусковые наладочные работы».

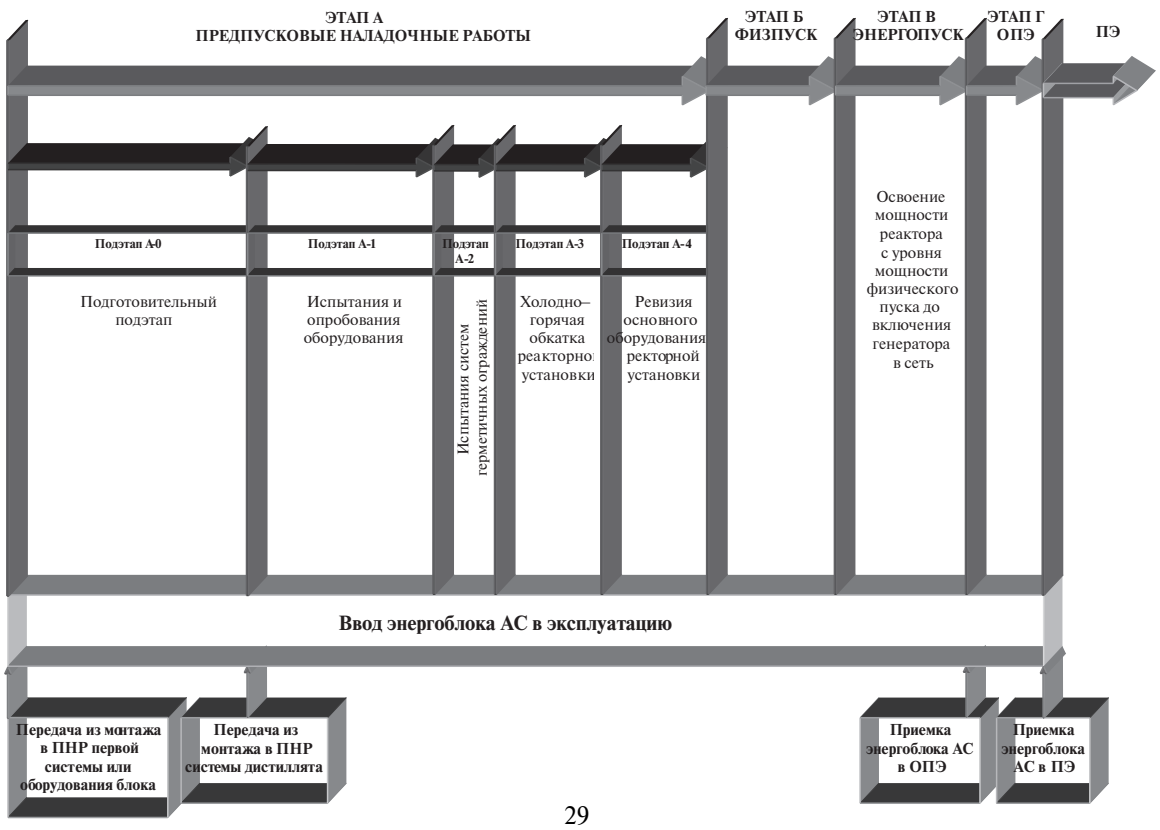
Этап А делится на пять подэтапов:
«подготовительный подэтап» (А-0),
«испытания и опробование оборудования» (А-1),
«испытания системы герметичных ограждений» (А-2),
«холодно-горячая обкатка» (А-3),
«ревизия основного оборудования» (А-4).

27

Началом первого этапа А «Предпусковые наладочные работы ввода энергоблока в эксплуатацию является момент начала пусконаладочных работ (приемки из монтажа для проведения ПНР) на первой системе или оборудовании, входящих в состав объекта пускового комплекса, который в соответствии с проектом, графиками первого и второго уровней, ходом строительно–монтажных работ на блоке определен как первоочередной с точки зрения начала на нем ПНР.

28

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВВОДА ЭНЕРГОБЛОКА АС С РЕАКТОРОМ ТИПА ВВЭР В ЭКСПЛУАТАЦИЮ



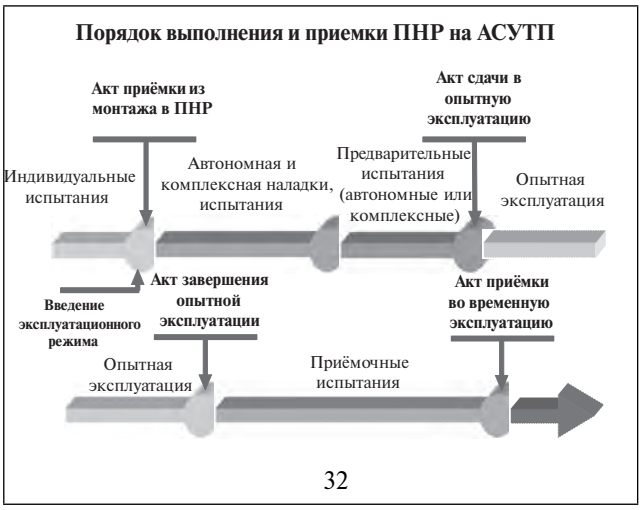
29

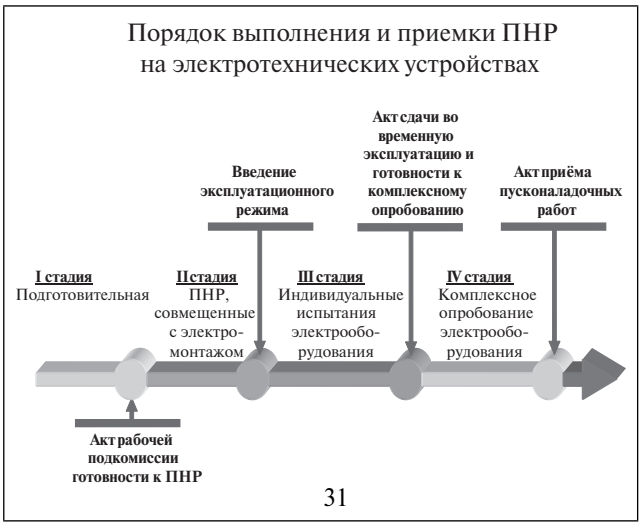
2.2. В проекте стандарта установлено, что подэтап А-1 «Испытание и опробование оборудования» заканчивается после заполнения первого контура и проведения его успешной гидравлики на 35 кгс/см^2. Опыт пуска блока № 2 РоАЭС подтвердил обоснованность и полезность такого решения с точки зрения качественной подготовки к началу ХГО и сокращения времени пуска.

2.3. В стандарте указан объём Предварительных (до начала ПНР на системах и оборудовании) работ, которые выполняются как до начала этапа А, так и в ходе его выполнения, в результате чего осуществляется организационное, материальное и техническое обеспечение ПНР.

2.4. В проекте стандарта чётко указаны границы приёмки из монтажа в ПНР технологических систем и оборудования, электрооборудования и АСУТП.



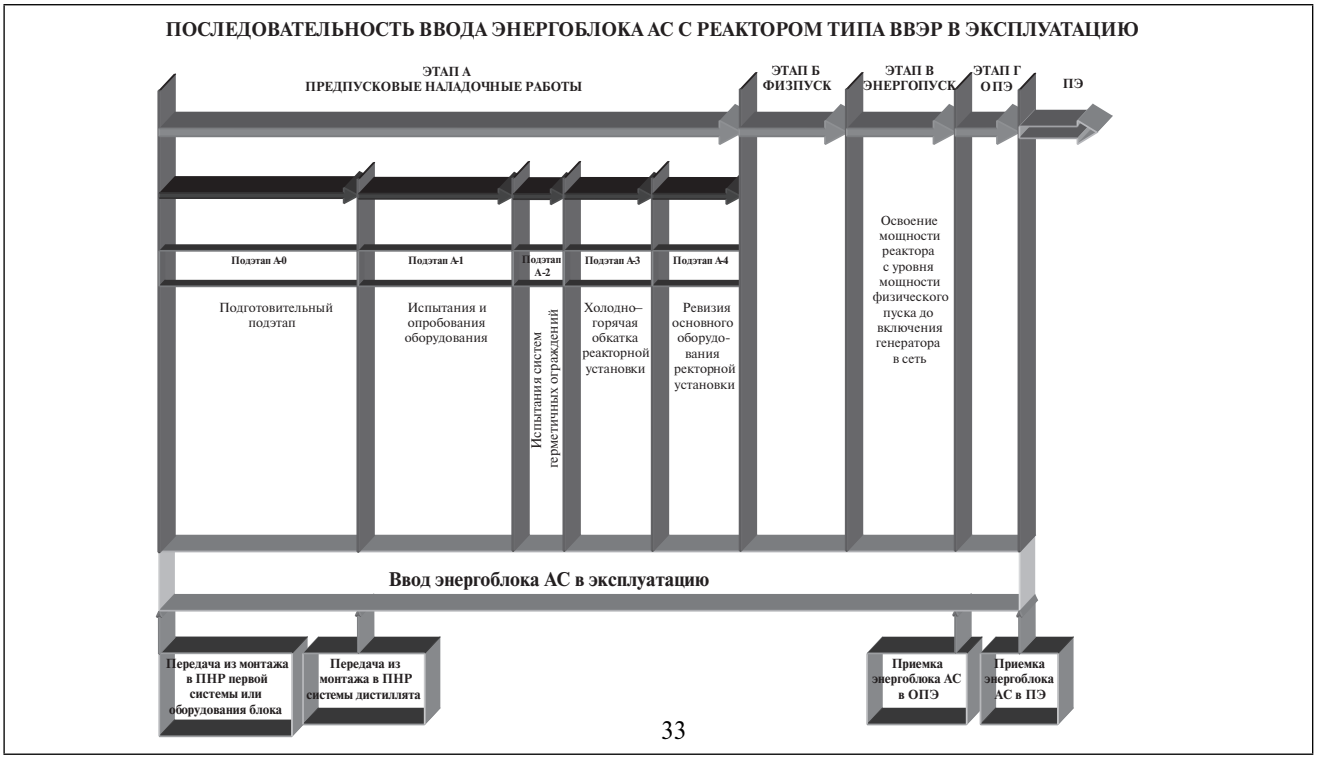




2.5. В проекте стандарта установлено, что этап Г «Опытно-промышленная эксплуатация» начинается сразу после успешного включения генератора в сеть и начала выработки электроэнергии, то есть после окончания этапа В «Энергетический пуск».

Немного истории. Согласно ОСТ 34-37-797-85 «Энергетический пуск и освоение проектной мощности» , введённого в действие с 01.06.1986 г., этап «Энергетический пуск и освоение проектной мощности» начинался с увеличением мощности реактора с уровня мощности физического пуска и заканчивался освоением проектной мощности.

С 01.10.1990 г. были введены в действие ВСН АС-90 «Правила приёмки в эксплуатацию законченных строительством энергоблоков атомных станций», которые установили, что



п. 1.5. Приемка в опытную эксплуатацию производится Государственной приемочной комиссией на этапе энергетического пуска при устойчивой работе энергоблока в течение 72 часов на уровне тепловой мощности не менее 50% от номинальной с одновременным (или поочередным) включением в работу всего оборудования блока в соответствии с программой энергетического пуска.
(Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством энергоблоков атомных станций ВСН АС-90)
34

Введённые в действие с 01.07.1998 г. ОПБ-88/97 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» (НП-001-97) разделили процесс ввода в эксплуатацию на четыре этапа, в т.ч. этап «Энергетический пуск и освоение проектной мощности» на этап «Энергетический пуск» и этап «Опытно-промышленная эксплуатация», который начинается после окончания этапа «Энергетический пуск».

4.135. **Энергетический пуск, этап В** – этап ввода АС в эксплуатацию от завершения физического пуска реактора до начала выработки электроэнергии (НП-001-97).
35

4.68. **Опытно-промышленная эксплуатация, этап Г** – этап ввода в эксплуатацию энергоблока АС от энергетического пуска до приёмки энергоблока АС в промышленную эксплуатацию (НП-001-97).
36

Однако требуемые ОПБ-88/97 изменения в части сроков начала этапа «Опытно-промышленная эксплуатация» не были до сих пор внесены ни в ВСН-90, ни в другие отраслевые нормативные документы.

Кроме того, в последние годы были приняты новые нормативные документы, которые гласят:

1. При вводе в эксплуатацию сооружаемых энергоблоков АС считать момент первого успешного включения генератора в сеть (начала выработки собственной электроэнергии) границей между периодом «вхолостую» и периодом «под нагрузкой».
(Решение о порядке отнесения пусковых расходов... «вхолостую» и «под нагрузкой». Утверждено 15 марта 2010 года А.М. Локшиным)
37

4.22. Для присвоения в отношении ГТП генерации и генерирующего оборудования, входящего в эту ГТП генерации, признака опытно-промышленной эксплуатации (далее – ОПЭ) при работе на оптовом рынке того или иного вида, Участник оптового рынка, к которому относится эта ГТП генерации и это оборудование (далее – Заявитель), предоставляет в КО письменное заявление о присвоении такой ГТП генерации и такому оборудованию данного признака с указанием его вида и даты начала его действия, а также с приложением к указанному уведомлению:
38

1) для атомных станций:
1.1) при присвоении признака ОПЭ при работе на оптовом рынке 1-го вида – документ, подтверждающий включение указанного генерирующего оборудования на параллельную работу с ЕЭС России, согласованный с Системным оператором или Акт о приемке в опытно-промышленную эксплуатацию;
(Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка...)
39

Решение о том, что готовность к началу этапа опытно-промышленной эксплуатации должна быть на блоке обеспечена и затем подтверждена рабочей комиссией и целевой инспекцией Ростехнадзора **до включения генератора в сеть,** не только устранит противоречия действующих норм с ОПБ-88/97 и другими вышеуказанными документами, но и, без сомнения, приведёт к повышению качества работ, соблюдению требуемого объёма готовности блока к включению генератора в сеть, безопасности и надёжности проведения дальнейших испытаний в процессе освоения проектной мощности блока, а также к сокращению сроков сдачи энергоблоков в промышленную эксплуатацию.

3. Проект ОСТ «Правила ввода в эксплуатацию энергоблоков атомных станций

3.1. В стандарте приведены задачи Рабочей комиссии и Приёмочной комиссии при вводе в эксплуатацию энергоблока, их полномочия и порядок формирования.

4.100. **Рабочая комиссия -**– временная организационная структура, назначаемая приказом руководителя Застройщика для осуществления приемки выполненных СМР, ПНР и объектов пускового комплекса со смонтированными и введёнными во временную эксплуатацию оборудованием и системами, принятия решений о готовности блока АС к началу этапов (подэтапов) и завершения работ на этапах (подэтапах) ввода в эксплуатацию блока АС, а также оформления акта готовности энергоблока к вводу в промышленную эксплуатацию.
40

4.79. **Приёмочная комиссия** – комиссия, назначенная Застройщиком с целью приёмки законченного строительством на основании договора объекта капитального строительства энергоблока АС, а также с целью принятия решения о готовности к вводу в промышленную эксплуатацию энергоблока АС согласно законодательству РФ, проекту, нормативным документам и программе ввода АС в эксплуатацию.
41

3.2. В стандарте регламентирован порядок проверки готовности энергоблока АС к проведению этапов (подэтапов) ввода в эксплуатацию, включая целевые инспекции Ростехнадзора и обеспечения устранения выявленных инспекциями несоответствий.

3.3. Установлены требования к оформлению решений при наличии замечаний как к объёму готовности этапов (подэтапов), так и в случае невыполнения всего запланированного объёма ПНР на этапе (подэтапе) ввода в эксплуатацию.

3.4. Установлен порядок приёмки во временную эксплуатацию законченных монтажом и ПНР отдельных объектов пускового комплекса, условия приёмки объектов при выявлении к моменту приёмки замечаний и недоделок (несоответствий).

Установлено, что после окончания ПНР на технологических системах и оборудовании и на АСУТП, а на электротехнических устройствах – после индивидуальных испытаний, системы и оборудование принимаются во временную эксплуатацию. После же приёмки во временную эксплуатацию всех систем и оборудования, находящихся в отдельном объекте пускового комплекса, во временную эксплуатацию принимается рабочей комиссией этот объект пускового комплекса.

42

4.78. **Приёмка объекта пускового комплекса во временную эксплуатацию** – проверка готовности, подписание и утверждение акта рабочей комиссии, констатирующего завершение в соответствующем проекту и программам объёме и с требуемом качеством выполненных строительно-монтажных и пусконаладочных работ на сооружениях, системах и оборудовании объекта и ввод во временную эксплуатацию всех систем и оборудования, находящихся в данном объекте.

43

3.5. В стандарте регламентирован порядок приёмки энергоблока АС в промышленную эксплуатацию и порядок получения разрешения на ввод в эксплуатацию энергоблока АС.

4.104. **Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию** – документ, который удостоверяет выполнение строительства, реконструкции, капитального ремонта объекта капитального строительства в полном объеме в соответствии с разрешением на строительство, соответствие построенного, реконструированного, отремонтированного объекта капитального строительства градостроительному плану земельного участка и проектной документации.

44

3.6. Стандарт должен быть введён взамен утратившего силу стандарта ВСН-90 и разработан согласно требованиям Градостроительного кодекса РФ.

Впереди у нас с вами достаточно трудоёмкий и, как правило, длительный по времени процесс согласования разрабатываемых нормативных документов с заинтересованными организациями.

ЗНАЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ НЕСООТВЕТСТВИЯМИ ПРИ ВВОДЕ АЭС В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Фомин М.Н.
Дирекция ОАО «Атомтехэнерго» на АЭС «Бушер», Иран, г. Бушер

Введение

АЭС «Бушер» занимает особое место среди зарубежных объектов, вводимых в эксплуатацию под техническим руководством ОАО «Атомтехэнерго». Особенностью данной АЭС является интеграция (процесс включения) оборудования, зданий и сооружений проекта компании KWU в состав российского проекта, а также одновременное выполнение разработки рабочего проекта, поставки российского оборудования и начальной стадии строительно-монтажных работ. «Сшивка» результатов интеграции с проектом референтного блока привела к появлению многочисленных несоответствий

Для повышения результативности мероприятий по управлению несоответствиями и дальнейшего улучшения системы менеджмента качества специалистами ОАО «Атомтехэнерго» разработан руководящий документ «Управление несоответствующей продукцией. Корректирующие и предупреждающие действия» РД АТЭ.112.0109-2011. Значение эффективности алгоритма управления несоответствиями, а также оценка возможных последствий негативного влияния несоответствий, выявляемых при вводе АЭС в эксплуатацию, показаны на примере системы подпитки-продувки первого контура АЭС «Бушер».

Алгоритм управления несоответствиями

Руководящий документ «Управление несоответствующей продукцией. Корректирующие и предупреждающие действия» РД АТЭ.112.0109-2011 регламентирует порядок и средства управления, а также устанавливает ответственность и полномочия при работе с несоответствующей продукцией и несоответствиями на всех этапах жизненного цикла продукции и услуг, предоставляемых ОАО «Атомтехэнерго».

Для повышения результативности мероприятий по управлению несоответствиями на различных этапах жизненного цикла продукции/услуг, несоответствия, в том числе и потенциальные, разделены на два типа:

- 1 тип – несоответствующая продукция. К этому типу относятся несоответствия, возникающие на различных этапах жизненного цикла продукции и услуг, предоставляемых ОАО «Атомтехэнерго»;
- 2 тип: несоответствия, выявленные в ходе аудитов, проверок и инспекций, касающихся как вопросов функционирования СМК, так и деятельности подразделений ОАО «Атомтехэнерго». Управление несоответствиями, выявленными в ходе аудитов (проверок) СМК, осуществляется в соответствии с РД АТЭ.112.0058 и в данной статье не рассматривается.

Деятельность по управлению несоответствиями включает в себя следующие этапы:

- выявление несоответствий;
- первоочередные меры;
- регистрация, систематизация, документальное оформление и учет несоответствий;

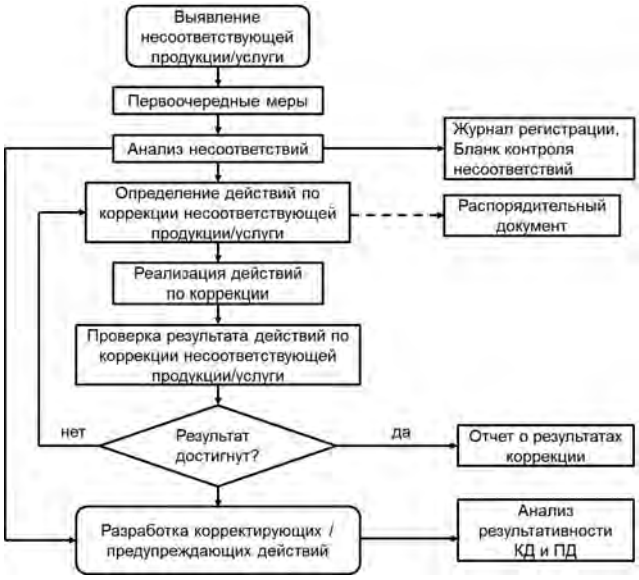


Рис. 1. Схема управления несоответствующей продукцией / услугами

- классификация несоответствий и принятие решения по устранению несоответствий;
- передача информации о несоответствии Заказчику;
- корректирующие действия;
- предупреждающие действия;
- контроль выполнения, корректирующих и предупреждающих действий.

Алгоритм работы с несоответствиями удобно рассматривать в виде структурной схемы (Рис.1).

Рассмотрим поэтапно все шаги по работе с несоответствиями.

Выявление несоответствия

Выявление несоответствий в процессах жизненного цикла продукции и услуг осуществляет персонал АТЭ, а также привлекаемый персонал подрядных организаций. Несоответствия могут возникать вследствие ошибок, допущенных на этапе планирования процессов жизненного цикла продукции и услуг, при их реализации из-за недостаточной квалификации персонала и на этапе входного контроля.

В нашем случае, при выходе на МКУ было отмечено значительное превышение времени водообмена до достижения пусковой концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура, примерно вдвое выше значения на референтных энергоблоках. Объём «чистого» конденсата, вводимого в первый контур, составлял примерно 100 м³.

В результате анализа причин появления несоответствия было сделано предположение об ошибке в монтаже трубопроводов подпитки-продувки первого контура. Косвенные признаки предполагаемой ошибки монтажа:

- заниженная температура продувки после регенеративного теплообменника (РТО);
- заниженное давление запирающей воды на всех главных циркуляционных насосных агрегатах (ГЦНА).

Первоочередные меры

В случае если изделие, услуга или процесс производства продукции или оказания услуг определены как несоответствующие, руководители структурных подразделений, где выявлены несоответствия или которыми выявлена несоответствующая продукция, должны обеспечить принятие первоочередных мер по управлению несоответствиями, включающих физическое отделение и маркировку несоответствующей продукции. При определении первоочередных мер должен применяться дифференцированный подход, основанный на относительной важности каждого элемента, услуги или процесса для безопасности и степени его влияния на конечные свойства продукции или услуги, предоставляемых потребителю.

Очередность рассмотрения информации о несоответствиях, выявленных в процессе выполнения работ или оказания услуг, определяется потенциальной тяжестью последствий. Несоответствия, имеющие потенциальное влияние на безопасность АЭС, получают приоритет, соответствующий их важности:

- высокий приоритет – требует немедленного рассмотрения проблемы (очевидно, что проблема непосредственно влияет на ядерную, радиационную, промышленную, пожарную, экологическую безопасность, безопасность персонала АЭС);
- средний приоритет – требует своевременного рассмотрения проблемы (проблема касается только надежности АЭС);
- приоритет в установленном порядке – проблема не оказывает отрицательного влияния на ядерную, радиационную, промышленную, пожарную, экологическую безопасность, безопасность персонала, надёжность АЭС).

Несоответствию в монтаже системы подпитки-продувки первого контура был присвоен высокий приоритет.

Первоочередные меры, принимаемые персоналом и руководителем структурного подразделения, включают следующие действия:

№ п/п	Первоочередные меры	Ответственный исполнитель
1	Подготовка сообщения о выявленном несоответствии	Обнаруживший (персонал структурных подразделений АТЭ, а также привлекаемый персонал сторонних организаций)
2	Проверка сообщения и идентификация элемента (процесса), имеющего несоответствие	Руководитель, в область ответственности которого входит объект несоответствия
3	Обеспечение физической изоляции несоответствующего элемента (процесса) вплоть до проведения разработанных и одобренных корректирующих действий (полного устранения несоответствия)	Руководитель, в область ответственности которого входит объект несоответствия
4	Выбор мер по ограничению использования элементов, осуществления услуг и технологических процессов с выявленными несоответствиями	Владелец процесса
5	Организация деятельности по снижению ущерба от выявленного несоответствия	Руководитель, в область ответственности которого входит объект несоответствия
6	Подготовка более детального анализа несоответствия	Специалист по качеству, владелец процесса

Регистрация, систематизация, документальное оформление и учет несоответствий

Для обеспечения идентификации несоответствий, записям о выявленных несоответствиях при их регистрации должны быть присвоены четки обозначения в формате АААА-ВВВВ-СССС-ХХХХ-дд.мм.гг, где:

АААА – наименование объекта, на котором выполняются работы или оказываются услуги;

ВВВВ – наименование организаций и коды филиалов, чей персонал обнаружил несоответствие;

СССС – код KKS системы, на которой выявлено несоответствие;

ХХХХ – порядковый номер регистрационной записи;

дд.мм.гг – дата регистрации.

В нашем случае, шифр BUSH1-DATE-TA-0003-07.11.11 означает, что несоответствие выявлено на АЭС «Бушер-1» специалистами Дирекции ОАО «Атомтехэнерго» на площадке АЭС «Бушер-1» на системе подпитки-продувки 1-го контура 7 ноября 2011 г., о чём была сделана запись с порядковым номером регистрации 0003.

После этого составляется бланк контроля несоответствия, который содержит подробную информацию о выявленном несоответствии.

Классификация несоответствий и принятие решения по устранению несоответствий, передача информации о несоответствии Заказчику

В зависимости от степени несоответствия продукции или услуги требованиям потребителя принимается решение о дальнейшем использовании или утилизации несоответствующей продукции или услуги. Для этого проводится классификационный анализ и определение значимости несоответствия с привлечением необходимых специалистов, а также заинтересованных организаций, участвующих в процессе изготовления продукции или оказания услуг. Если продукция или услуга, в отношении которой выявлено несоответствие, не является собственностью ОАО «Атомтехэнерго», то ответственность за принятие решения по устранению несет Заказчик. При этом решение по устранению несоответствия должно приниматься комиссионно с привлечением всех заинтересованных организаций.

В процессе проведения классификационного анализа выявленных несоответствий, продукция или услуга должны быть отнесены к одной из следующих категорий:

- «признать негодным». Несоответствующий элемент, услуга или процесс который не пригоден для выполнения предназначенных задач;
- «ремонтировать (пересмотреть)». Несоответствующие элементы после ремонта (или документы после их пересмотра) способны функционировать в соответствии с требованиями, хотя не полностью соответствуют первоначальным проектным требованиям.
- «доработать». Элементы, которые можно восстановить до уровня первоначальных требований при некоторой дополнительной доработке (корректировке несоответствия).
- «принять условно». В этом случае несоответствующий элемент, услуга или процесс может быть допущен к использованию только в специально определённых условиях.
- «принять без изменений». В этом случае несоответствующий элемент, услуга, процесс имеют отклонения от установленных требований в допустимых пределах, но признаются годными к использованию.
- В результате комиссионного осмотра системы продувки первого контура АЭС «Бушер» и анализа проектной и исполнительной документации было установлено:
- трубопроводы подпитки были врезаны в линию спецводоочистки (СВО-1) с напорного трубопровода ГЦН, а трубопроводы продувки в линию СВО-1 на всасывающий трубопровод ГЦН по всем четырем петлям. Согласно проекту, подпитка должна врезаться на всас ГЦН, продувка – на напор.
- монтаж трубопроводов системы подпитки-продувки первого контура, в связи с многочисленными коллизиями в проекте, проводился непосредственно по эскизам под авторским надзором проектной организации. Конечная ревизия проектной документации была выполнена по монтажно-сборочным чертежам согласно произведенному монтажу с заложенной ошибкой.

Принципиальная схема системы подпитки-продувки первого контура АЭС «Бушер» приведена на Рис. 2.

Корректирующие действия

Корректирующие действия применяются в качестве инструмента по улучшению деятельности. При планировании корректирующих действий оценивается значимость проблем, а также учитывается потенциальное влияние корректирующих действий на такие вопросы, как затраты на производство, затраты на устранение несоответствий, функциональные способности продукции, её надежность и безопасность, а также удовлетворение потребителей и других заинтересованных сторон.

В ходе процесса по выработке корректирующих действий применяется причинно-следственный анализ. В тех случаях, где это возможно, результаты анализа проверяются с помощью соответствующих испытаний до полной реализации корректирующих действий.

Корректирующие действия, разработанные для системы подпитки-продувки первого контура:

- подготовить бланк контроля несоответствия;
- выполнить корректировку проектной документации;
- получить специальное разрешение надзорных органов для выполнения работ по устранению несоответствия;
- выполнить перемонтаж трубопроводов системы подпитки-продувки первого контура в соответствии с откорректированным проектом;
- подтвердить правильность проведенных работ;
- определить объем проведения дополнительных испытаний системы подпитки-продувки;
- составить и передать в проектные и конструкторские организации отчет о проведенных испытаниях.

В результате проведения корректирующих действий получены следующие параметры работы системы подпитки-продувки ТА при номинальном режиме:

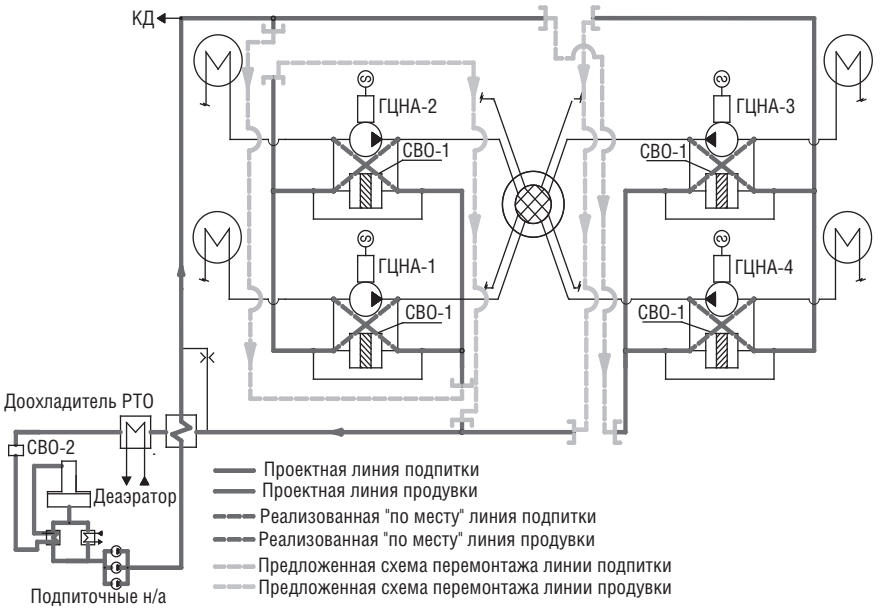


Рис. 2. Принципиальная схема системы подпитки-продувки первого контура АЭС «Бушер»

Наименование параметра	Ед. измер.	Значение параметра раб/мин/ макс	Фактическое значение	
			до перемонтажа/	после перемонтажа
Температура продувочной воды до РТО	°С	290/60/320	250÷272	276,7÷277,5
Температура продувочной воды после РТО	°С	100/60/290	65÷87	87÷95
Температура продувочной воды после доохладителя продувки	°С	50/30/100	33÷35	33÷34
Давление перед клапанами продувки	МПа	15,7/0/17,5	15,4÷15,6	15,71÷15,77
Давление подпиточной воды после регулирующих клапанов	МПа	0-20/0/20	15,96÷16,13	15,45÷15,55
Температура подпиточной воды после РТО	°С	20-290/10/290	190÷220	240÷252

Одним из дополнительных испытаний, определенных при разработке корректирующих действий, стала проверка температурного режима работы системы подпитки-продувки первого контура. В ходе испытания задавались различные значения расходов подпитки-продувки (Рис. 3), с целью определения режимов, в которых не достигаются пределы нормальной эксплуатации системы.

Допустимые пределы: $\Delta t1 = t_{СПНИ} - t_{ТА} < 120$ °С и $\Delta t2 = t_I - t_{СПНИ} < 30$ °С, где:

t_I – температура первого контура прибор поз. YA12(22-42)T903;

$t_{ТА}$ – температура подпиточной воды прибор поз. TA40T001;

$t_{СПНИ}$ – температура воды контура байпасной очистки по СПНИ.

В результате получены следующе данные:

- определена разность температур между теплоносителем системы очистки неохлажденного теплоносителя (СВО-1) по датчикам СПНИ и подпиточной водой при задаваемых расходах подпитки-продувки (Рис. 4);
- определена разность температур между теплоносителем системы очистки неохлажденного теплоносителя (СВО-1) по датчикам СПНИ и теплоносителем первого контура при задаваемых расходах подпитки-продувки (Рис. 5).

Принципиальная схема установки штатных датчиков температуры и датчиков СПНИ приведены на Рис. 6.

В результате получено, что Режимы Qпп=30 м^3/час и Qпр=10 м^3/час; Qпп=60 м^3/час и Qпр=10 м^3/час не были стабилизированы, т.к. значение $\Delta t1$ превысило бы 120 °С. В остальных режимах пределы нормальной эксплуатации системы ТА не нарушаются. Дополнительно подтверждено регламентное значение дебаланса расходов подпитки-продувки 14 м^3/час, при котором не достигаются пределы нормальной эксплуатации системы (при расходах до 30 м^3/час), а также получено значение дебаланса расходов подпитки-продувки 28 м^3/час, при котором не достигаются пределы нормальной эксплуатации системы (при больших расходах подпитки-продувки, до 60 м^3/час).

Предупреждающие действия

Предупреждающие действия (мероприятия) должны приниматься для предотвращения потенциальных несоответствий и должны включать в себя (но не ограничиваться этим) следующее:

- изменение в составе и характеристиках оборудования, документации, процедурах;
- избавление от неисправного оборудования, некачественной документации;

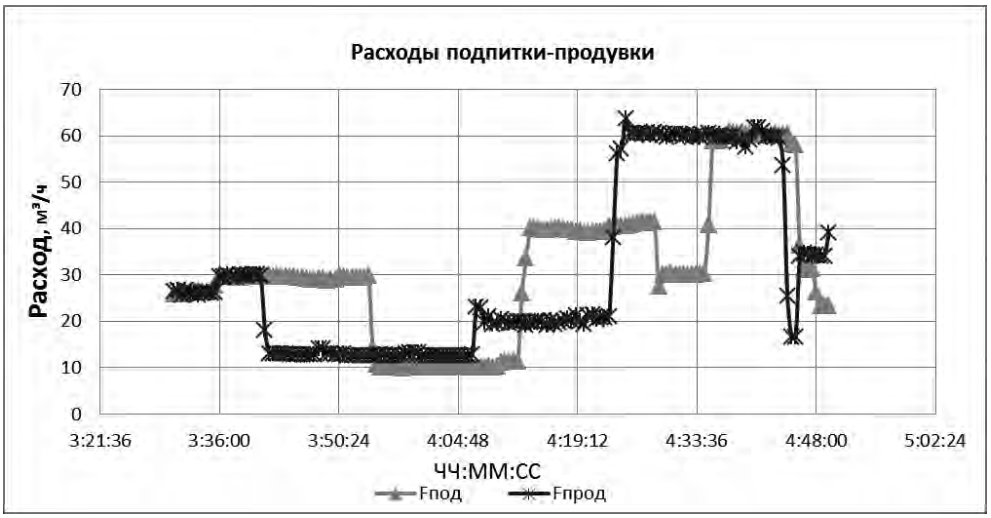


Рис. 3. Задаваемые в ходе испытаний расходы подпитки-продувки

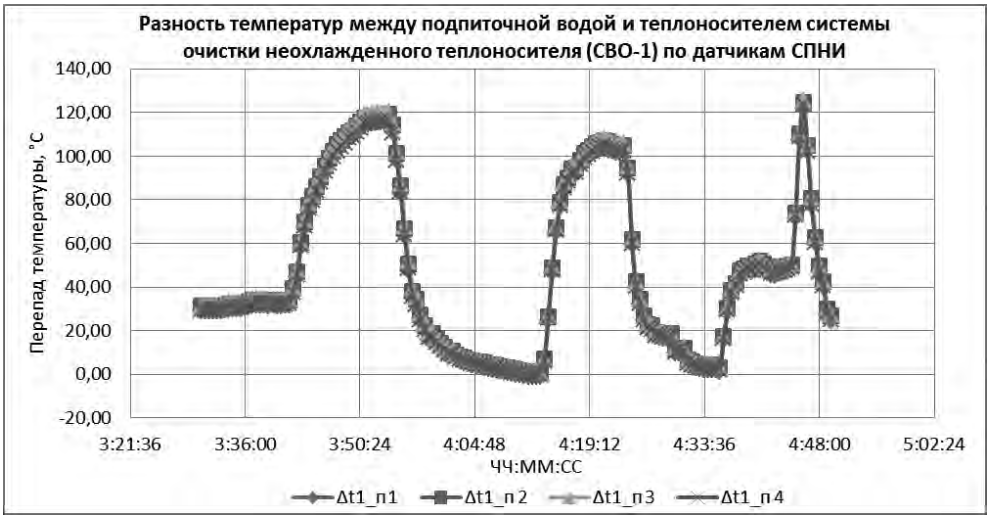


Рис. 4. Разность температур между теплоносителем системы очистки неохлажденного теплоносителя (СВО-1) по датчикам СПНИ и подпиточной водой

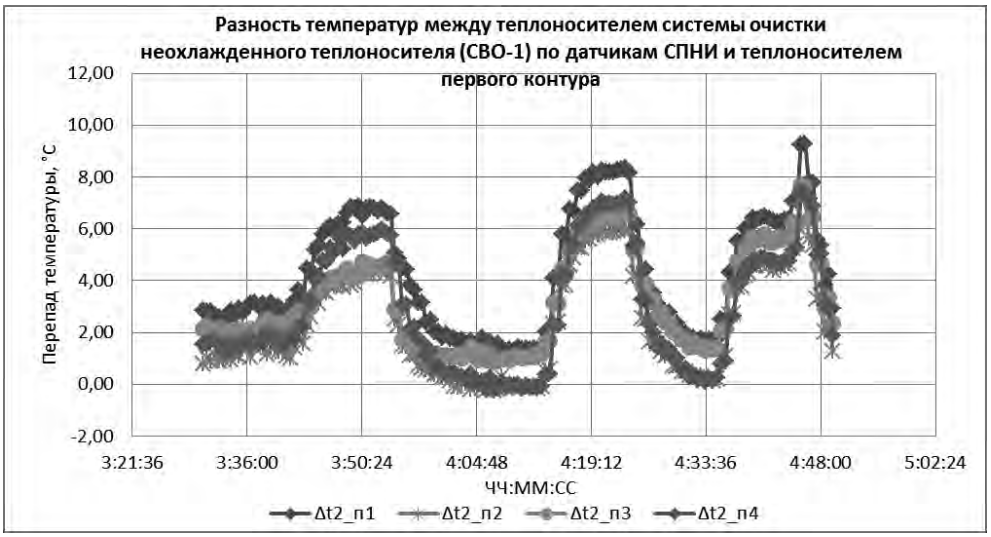


Рис. 5. Разность температур между теплоносителем системы очистки неохлажденного теплоносителя (СВО-1) по датчикам СПНИ и теплоносителем первого контура

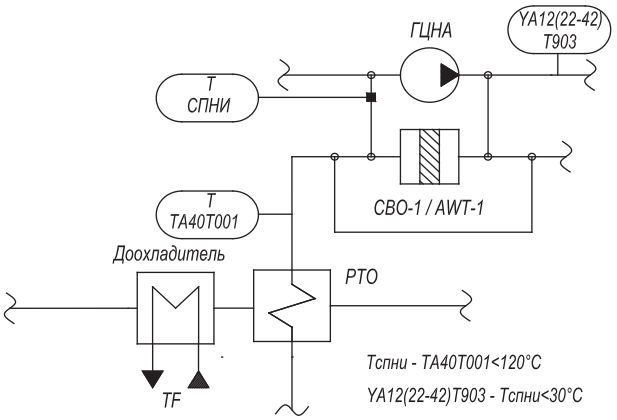


Рис. 6. Принципиальная схема установки штатных датчиков температуры и датчиков СПНИ

- выполнение требование специальных процессов (при их наличии);
- изменение текущих или разработка новых процедур;
- переобучение или переквалификация соответствующего персонала;
- улучшение «Руководства по качеству».

Выводы

Восстановлен проектный температурный режим работы системы подпитки-продувки, в связи с чем снижено негативное воздействие на ресурс оборудования и трубопроводов (РТО, доохладитель продувки, узел врезки патрубков подпитки в ГЦТ и др.).

Увеличилось значение давления запирающей воды: давление стало равным или выше значения давления в первом контуре.

Значительно снизилось время водообмена до пусковой концентрации – с 16 ч до 10 ч.

Значение температуры перед фильтрами СВО-1 уменьшилось в среднем на 4 °С.

Показано значение эффективности алгоритма управления несоответствиями. В связи с этим рекомендуется дальнейшее использование руководящего документа «Управление несоответствующей продукцией. Корректирующие и предупреждающие действия» РД АТЭ.112.0109-2011 при вводе АЭС в эксплуатацию.

ФОРМИРОВАНИЕ РОЛИ ДИАГНОСТИКИ В ПОВЫШЕНИИ КАЧЕСТВА И СОКРАЩЕНИИ СРОКОВ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ НА ПУСКОВЫХ ОБЪЕКТАХ АЭС

Сааков Э.С., Вологдин А.А., Рачков В.Л
ОАО «Атомтехэнерго», филиал «Ростоватомтехэнерго», г. Волгодонск
Кузин Ю.С.
ОАО «Атоммашэкспорт, г. Волгодонск

Опыт ввода в эксплуатацию пусковых объектов АЭС, укрупнённый анализ результатов входного контроля поставляемой для АЭС арматуры и большое количество выявленных дефектов, показал, что со стороны некоторых поставщиков арматуры прослеживается негативная тенденция к снижению себестоимости выпускаемой продукции за счёт сокращения расходов на оснащение стендами и на проведение приёмо-сдаточных испытаний. Это может привести к снижению качества и надёжности поставляемого на АЭС оборудования. Ужесточение процедур входного контроля в одностороннем порядке не приведёт к желаемым результатам в части повышения качества и надёжности, т.к. проектные несоответствия оборудования, скрытые дефекты, несоответствия поставки проектным требованиям или некомплектная поставка, выявляются большей частью при проверке функционирования оборудования.

В условиях планируемых снижений собственных затрат на проведение пусконаладочных работ при неизменных объёмах и директивных сроках ввода энергоблоков АЭС в эксплуатацию, требуется введение дополнительных барьеров качества и процедур контроля поставляемой на площадку пусковых АЭС продукции (арматуры, роторного оборудования) в сегменте жизненного цикла оборудования «изготовление – монтаж»:

1) применение жёстких единых требований к арматуре общепромышленного исполнения и допустимость её использования для класса безопасности IV (по ОПБ-88/97), создание механизма контроля и управления качеством выпускаемой заводами-изготовителями электроприводной арматуры и насосов общепромышленного исполнения, не относящихся к системам и элементам систем безопасности (по ОПБ-88/97), за счёт внедрения дополнительных видов контроля и диагностики для оценки технического состояния оборудования;

2) проведение на площадке пусковых комплексов АЭС предмонтажной подготовки прежде всего ответственного оборудования (арматуры и насосного оборудования) общепромышленного исполнения;

3) в рамках подготовительного этапа пусконаладочных работ проведение диагностического обследования роторного оборудования и арматуры при приёмочных испытаниях оборудования на заводах-изготовителях и при проведении предмонтажной подготовки на площадках пусковых комплексов АЭС.

Первый барьер качества призван усилить ответственность поставщиков и заводов-изготовителей за качество выпускаемой продукции и отфильтровать часть оборудования, не прошедшую приёмочных (приемо-сдаточных) испытаний и оценку технического состояния. Легитимное представительство ОАО «Атомтехэнерго» в процедурах приёмочных испытаний и контроля, как заинтересованной организации, являющейся граничной инстанцией, отвечающей за качество оборудования при вводе пусковых объектов в эксплуатацию, по мнению авторов, поможет выявить слабые стороны в процедурах контроля качества и предотвратить проникновение некачественной продукции на площадки пусковых комплексов АЭС.

Второй барьер необходим для выявления несоответствий и дефектов до выдачи оборудования в монтаж и для предмонтажной его подготовки. Предмонтажная подготовка арматуры, в первую очередь общепромышленного исполнения, позволит своевременно выявить скрытые дефекты и несоответствия, обеспечить готовность к выдаче её в монтаж в исправном состоянии, выполнить предварительную проверку работоспособности, настройку клапанов прямого действия, испытания на плотность, герметичность и работоспособность, проверку электрических параметров и работоспособ-

ность электроприводов. Как результат, позволит сократить продолжительность ввода объектов пускового комплекса в эксплуатацию.

Третий барьер позволит благодаря диагностическому обследованию роторного оборудования и арматуры, выявить на ранней стадии зарождающиеся дефекты, зафиксировать исходные «нулевые» параметры и выполнить оценку текущего технического состояния оборудования. Третий барьер важен, по мнению авторов, прежде всего тем, что на данном этапе можно сформировать платформу для прогнозирования периода безаварийной работы оборудования. Диагностическое обследование включает проведение контроля вибрации электродвигателей, акустическое (ультразвуковое) обследование подшипниковых узлов, регистрация электрических параметров, статическое и динамическое диагностирование электродвигателей, контроль герметичности арматуры ультразвуковой локацией, калибровка муфт ограничения крутящего момента электрифицированной арматуры для построения зависимости «мощность (рабочий ток) электродвигателя – усилие уплотнения». Диагностические параметры, получаемые в период приёмочных испытаний, предмонтажной подготовки, пусконаладочных испытаний оборудования объектов пускового комплекса, необходимы эксплуатирующей организации для дальнейшего управления ремонтами и ресурсом оборудования в период его эксплуатации, как первичные эксплуатационные диагностические параметры.

Совмещение всех барьеров позволит в комплексе реализовать основные задачи диагностики оборудования в сегменте жизненного цикла от изготовления до выдачи в монтаж – выявить и идентифицировать дефекты и создать начальную базу (платформу) для прогнозирования межремонтного интервала безаварийной работы оборудования в период его эксплуатации, решить одну из важных проблем надёжного и качественного функционирования электрифицированной арматуры – обеспечение проектной герметичности в затворе, достаточной для подтверждения проектного класса герметичности арматуры. Проведение предмонтажной подготовки позволит своевременно до выдачи оборудования в монтаж обеспечить выявление и устранение проблемных вопросов, организовать взаимодействие между проектной организацией, заказчиком, поставщиком и пусконаладочной организацией, что, несомненно, повысит качество вводимого в эксплуатацию оборудования и будет способствовать сокращению сроков проведения пусконаладочных работ.

ОПЕРЕЖАЮЩАЯ ПОДГОТОВКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА СООРУЖАЕМЫХ АС

Гунин Л.П.
Учебно-тренировочный центр «Атомтехэнерго», Нововоронеж

Особенности подготовки персонала строящихся АС

Подготовка персонала строящихся АС нового проекта кардинально отличается от подготовки персонала действующей АС. Для сооружаемой АС характерны дополнительные ограничения на организацию и проведение подготовки.

Прежде всего, в соответствии с нормативными требованиями: подготовка должна осуществляться на должность, которую обучаемый будет занимать на строящейся АС в полном соответствии с проектной и эксплуатационной документацией этой АС, а также с зоной обслуживания. Кроме того, обучение должно осуществляться с применением учебно-методических материалов и технических средств обучения полностью соответствующих эксплуатируемому энергоблоку.

На момент начала проекта подготовки отсутствуют как документация, так и зона обслуживания с соответствующим оборудованием и органами управления. Отсутствует персонал, допущенный к работе на данной АС, и, следовательно, отсутствует возможность осуществлять в классическом виде такие формы работы с персоналом, как стажировка и дублирование. Требуется принятие компенсирующих мер.

Также отсутствуют учебно-методические материалы и технические средства обучения, впрочем, как и сооружения учебно-тренировочного подразделения. Создание учебной базы подготовки должно осуществляться параллельно с процессом подготовки с относительно небольшим опережением. Создание учебной базы и осуществление подготовки должны быть оптимально увязаны, чтобы обеспечить максимально возможное в условиях сооружения АС качество обучения. При этом учебная база и сама подготовка должны отвечать соответствующим нормативным требованиям и по завершении ее создания должна быть передана учебно-тренировочному подразделению АС для осуществления дальнейшей деятельности по подготовке и поддержанию квалификации персонала уже действующей АС.

Подготовка персонала строящейся АС имеет гораздо больший объем работ и требует существенно больше ресурсов в единицу времени, чем текущая подготовка и поддержание квалификации персонала действующей АС.

В проекте подготовки персонала строящейся АС реализуются программы подготовки на должность для всего эксплуатационного персонала АС, а не отдельных вновь принятых на должность работников.

Длительность программы подготовки на должность в значительной степени зависит от исходного уровня кандидатов. Наименьшая длительность подготовки у персонала, пришедшего с аналогичной должности действующей АС. Чем дальше отстоит предыдущая должность и место работы кандидата в цепочке замещений от той должности, на которую он принимается на строящуюся АС, тем больше длительность программы подготовки.

Очевидно, что в значительной степени сложность организации и осуществления подготовки зависит от результатов мероприятий по найму работников.

Исходные требования

Исходными требованиями для организации опережающей подготовки эксплуатационного персонала сооружаемой АС являются:

- Графики сооружения АС;
- Существующая система квалификационных требований и организации работы с персоналом АС, включая законодательные и нормативные требования к подбору и подготовке эксплуатационного персонала АС;

- Действующие требования к квалификации руководителей, специалистов и рабочих, установленные в соответствующих нормативных документах РФ;
- Требования к подготовке и поддержанию квалификации персонала АС, определенные в нормативных документах эксплуатирующей организации, заводов-изготовителей оборудования для сооружаемой АС.

Исходные условия:

Исходными условиями для организации опережающей подготовки эксплуатационного персонала сооружаемой АС являются:

- Штатное расписание сооружаемой АС;
- Порядок комплектования и подготовки персонала, осуществляемый в соответствии с СТО 0644-2010 «Положение о порядке комплектования и опережающей подготовки персонала для атомных станций»;
- Программа подбора, комплектования и подготовки персонала строящихся энергоблоков АС на период 2007 – 2015 гг.;
- Разделы технического проекта сооружаемой АС, описывающие систему управления АС и технико-экономическое обоснование (расчеты);
- Результаты предварительного анализа кадрового потенциала и состояния рынка труда в регионах сооружения АС;
- Особенности подготовки персонала строящихся АС новых проектов.

По результатам анализа исходных условий с учетом заданных требований организация – исполнитель работ по опережающей подготовке персонала строящегося энергоблока должна выработать рекомендации (требования) к программе комплектования персонала.

Необходимо выдать количественные и качественные требования к набору персонала по всем возможным сегментам трудовых ресурсов. Т.е. нужно четко определить сколько персонала и каких должностей должно готовиться как целевой резерв, сколько и каких специальностей выпускников образовательных учреждений необходимо набрать, сколько опытных специалистов с организаций энергетики и промышленности может быть рекрутировано для целей комплектования.

Продолжительность и трудоемкость работ по подготовке персонала будет во многом зависеть от выполнения заданных требований к программе комплектования персонала.

Существующие ограничения

Графики сооружения строящейся АС определяют:

- требуемый момент готовности персонала в соответствии с нормативными требованиями и реальными потребностями в участии в работах;
- допустимое время на поиск, найм и подготовку персонала;
- сроки готовности учебно-тренировочного подразделения АС, проектной и эксплуатационной документации, рабочих мест персонала.

Штатное расписание в совокупности с существующей системой квалификационных требований и организации работы с персоналом АС определяет:

- номенклатуру персонала, состав и объем работ по обеспечению соответствия персонала нормативным требованиям;
- количество программ подготовки на должность;
- схемы подбора и подготовки на должности персонала в допустимое графиком сооружения АС время.

Анализ кадрового потенциала и состояние рынка труда в регионах сооружения АС определит возможности маневра по рекрутингу персонала для должностей и их подготовке по схемам, позволяющим обеспечить нормативно требуемый стаж работы на АС.

Определение потребностей в персонале и его подбор

Расчет численности персонала для строящейся АС производится разработчиком проекта при разработке технико-экономических обоснований/расчетов на основании действующих типовых нормативов, установленных ОАО «Концерн «Росэнергоатом».

Перечень должностей и профессий работников строящейся АС и квалификационные требования к ним разрабатываются на основе квалификационных справочников.

Разработчик/изготовитель нового оборудования указывает в технической документации требования к профессионально квалификационному составу работников для его эксплуатации.

Потребность в работниках новых профессий для строящейся АС определяется разработчиком проекта на основе документации, представленной разработчиком и/или изготовителем нового оборудования.

Руководством строящейся АС для своевременного обеспечения квалифицированным персоналом разрабатываются расчеты потребности в персонале и график комплектования АС персоналом.

Расчет потребности в персонале выполняется на стадии разработки проектной документации и зависит от многих факторов, включая:

- объем и порядок обслуживания технологических систем и оборудования строящейся АС;
- уровень автоматизации технологического объекта управления;
- опыт обслуживания аналогичных АС и др.

Расчеты потребностей в персонале должны разрабатываться по всем должностям с указанием источников комплектования. Источниками комплектования могут быть:

- вольный найм;
- планируемый прием выпускников высших и средних профессиональных учебных заведений;
- прием уволенных из Вооруженных сил военнослужащих.

Например, в соответствии с проектом главы 9 технического проекта НВАЭС-2 “Система управления АЭС. Организация и условия труда работников” должны быть укомплектовано штатное расписание, включающее:

- Ключевой персонал со стажем работы на АС – 18%;
- Персонал с минимальным стажем работы на АС – 21%;
- Специалисты с опытом работы в энергетике – 36%;
- Молодые специалисты без требований к стажу – 25%.

Принципы и система комплектования персоналом строящейся АЭС должны обеспечить безопасную эксплуатацию станции на всех эталах жизненного цикла.

Сроки опережения комплектования персоналом определяются на основании сроков монтажа основного тепломеханического и электротехнического оборудования, предпусковых наладочных работ и физического пуска АС и с учетом времени на подготовку на должность принимаемого работника.

Подбор персонала для строящейся АС должен проводиться в соответствии с установленнпии квалифи-

кационными требованиями и с учетом возможности дальнейшего профессионального роста работника.

При изменении сроков ввода строящейся АС руководством должны решаться вопросы, связанные с необходимостью корректировки графиков комплектования и подготовки персонала.

Организация опережающей подготовки

Подготовка персонала для строящейся АС должна быть обеспечена руководством с момента получения лицензии надзорных органов на право сооружения АС.

На основании требований СТО 1.1.1.01.004.0644-2010 «Положения о порядке комплектования и опережающей подготовки персонала для атомных станций»:

- не позднее, чем за 12 месяцев до начала предпусковых наладочных работ должны быть разработаны производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда;
- не позднее, чем за 6 месяцев до начала предпусковых наладочных работ должны быть разработаны программы подготовки на должность для эксплуатационного персонала строящейся АС;
- программы подготовки на должность эксплуатационного персонала строящейся АС, участвующего в предпусковых наладочных работах, физическом и энергетическом пусках, должны предусматривать обучение на нижестоящие должности по аналогичной АС, обучение по программам предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков, изучение оборудования и систем, входящих в зону обслуживания.
- часть программы подготовки (стажировка) оперативного персонала строящейся АС должна проводится на АЭС с аналогичными блоками.

Руководство АС должно:

До начала проведения предпусковых наладочных работ:

- завершить комплектование, подготовку и допуск персонала к работе в объеме программ предпусковых наладочных работ на вводимом в эксплуатацию оборудовании строящейся АС;
- определить порядок контроля и анализа деятельности персонала с целью оценки уровня его квалификации.
- К началу физического пуска блока:
- обеспечить получение разрешений Ростехнадзора на право ведения работ в области использования атомной энергии для персонала, участвующего в проведении работ по программе физического пуска;
- оформить протоколы проверки знаний и выпустить приказ о допуске персонала к самостоятельной работе на этапе физического пуска.

К началу энергетического пуска блока:

- укомплектовать АС персоналом в соответствии со штатным расписанием;
- обеспечить подготовку на должность и допуск к самостоятельной работе всего персонала АС.

Учебно-тренировочное подразделение в период сооружения АС должно обеспечить:

- создание необходимой учебной и материально-технической базы, предусмотренной проектом АС, в том числе организацию разработки, ввода в эксплуатацию и допуск к применению в установленном порядке технических средств обучения (ТСО);
- подготовку инструкторского персонала;
- разработку документов по обеспечению необходимой квалификации персонала;
- разработку необходимых учебно-методических материалов;
- организацию и проведение подготовки и поддержания квалификации персонала.

Не позднее, чем за 6 месяцев до начала физического пуска вводимого блока, проектом должен быть предусмотрен ввод в эксплуатацию и допуск к применению ТСО, включая полномасштабный тренажер.

Предлагаемые подходы

Для обеспечения строящихся АС персоналом в соответствии с установленными требованиями и заданными параметрами должны быть разработаны и реализованы взаимоувязанные программы:

- Программа комплектования (подбора и приема на работу) персоналом сооружаемой АС, включая необходимое обеспечение программы (юридическое, социальное, организационное и т.д.);
- Программа подготовки на должность эксплуатационного персонала, включая обеспечение программы: (учебно-методическое, техническое, организационное и т.д.).
- Программа комплектования должна включать в себя комплекс мероприятий по двум существенно отличным друг от друга направлениям:
- комплектования должностей с нормативно установленным опытом работы на должностях АС (аналогичных или предшествующих) опытным персоналом за счет резерва;
- комплектования должностных позиций без требования к опыту предшествующей работы на АС за счет рекрутинга на рынке труда, включая набор молодых специалистов - выпускников образовательных учреждений.



Структурная схема комплектования и подготовки персонала

Программа подготовки персонала строящихся АС должна включать соответствующие комплексы мероприятий по подготовке персонала комплектуемого по этим направлениям.

Подходы к подбору, комплектованию и подготовке персонала должны быть **дифференцированными.**

Дифференцированный подход к подбору, комплектованию и подготовке персонала строящихся АЭС включает:

- разделение эксплуатационного персонала на **категории** в зависимости от влияния на безопасность и

надежность работы систем и оборудования АЭС, требований к наличию опыта профессиональной деятельности;
- определение для каждой категории своей специфической схемы подбора, комплектования и подготовки.

Исходя из дифференцированного подхода к подбору, комплектованию и подготовке персонала строящихся АЭС, устанавливаются следующие категории эксплуатационного персонала:
- категория 1: персонал управления АЭС, персонал технологического управления, начальники смен цехов оперативного персонала (за исключением персонала, вошедшего в категорию 2), руководители цехов, отделов, лабораторий и участков;
- категория 2: оперативный персонал БПУ АЭС;
- категория 3: оперативный персонал АЭС (за исключением персонала, вошедшего в категории 1, 2);
- категория 4: персонал ТО и Р систем и оборудования АЭС;
- категория 5: персонал технической поддержки (службы по безопасности и надежности, инженерной поддержке, производственно- техническому обеспечению и качеству и т.д.);
- категория 6: персонал учебного подразделения АЭС.

При этом в работе с персоналом:
- для резерва должен быть применен индивидуальный подход;
- для персонала рекрутируемого извне на начальных этапах подготовки должен применяться групповой подход.

При групповом подходе для каждой отдельной категории определяется общая схема подготовки. В ее рамках осуществляется существенно значимая часть обучения по единой программе или небольшому количеству программ на опорные должности аналогичной АС. А затем по результатам обучения и дополнительных наблюдений для конкретных работников определяется будущая должность и осуществляется заключительная подготовка уже по специфическим задачам конкретной должности строящейся АС.

Преимущества данного подхода:
- оптимизация затрат ресурсов на подготовку;
- гибкость при управлении персоналом строящейся АС;
- имеющийся опыт реализации данного подхода при подготовке персонала АС, сооружаемых при содействии РФ за рубежом.

Предлагаемые мероприятия по реализации опережающей подготовки

Для реализации опережающей подготовки персонала строящейся АЭС с учетом предлагаемых подходов необходимо:

1. Определить штатное расписание строящейся АЭС на основе требований нормативных документов;

2. Разработать Рабочие Программы комплектования промышленно-производственным персоналом АЭС на основе принятых решений по штатному расписанию, включая:
- номенклатуру и количество должностей/профессий персонала;
- сроки комплектования с учетом нормативных требований и реальной потребности в персонале в дирекциях строящихся АС;
- квалификационные требования к образовательному уровню и опыту работы.

3. Разработать предложения по вариантам подбора и комплектования работников на должности промышленно-производственного персонала. План комплектования должен быть структурирован с учетом дифференцированного подхода к подбору, комплектованию и подготовке персонала, прежде всего, с учетом требуемого стажа работы на предыдущих должностях.

4. Провести анализ кадрового потенциала и разработать предложения по формированию резерва.

5. Реализовать программу работы с резервом на уровне конкретных персоналий (т.е. подготовка по индивидуальным планам и программам).

6. Разработать и реализовать программу внешнего рекрутинга, включая:
- номенклатуру и количество должностей/профессий персонала;
- допустимый период рекрутинга для выполнения программы комплектования;
- квалификационные требования к образовательному уровню и опыту работы;
- предложения по социальным вопросам (условия проживания, оплаты и др.).

7. Разработать комплексные программы опережающей подготовки с учетом схем подготовки, графиков сооружения и оснащения учебно-тренировочных подразделений, включая разработку требуемых учебно-методических материалов, поставку ТСО и комплектование инструкторским персоналом.

Список литературы

1. СТО 1.1.1.01.004.0644-2010 «Положения о порядке комплектования и опережающей подготовки персонала для атомных станций»;

2. ПНАЭ Г-01-011-97 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций.ОПБ-88/97»;

3. СТО 1.1.1.01.004.0441-2008 «Программы подготовки на должность (профессию) и поддержания квалификации персонала атомных станций. Основные требования».

ПОДГОТОВКА ПУСКОНАЛАДОЧНОГО ПЕРСОНАЛА ОАО «АТОМТЕХЭНЕРГО» К ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТ НА БЛОКЕ №4 БЕЛОЯРСКОЙ АЭС

Жабин С.А.
Смоленский филиал учебно-тренировочный центр «Атомтехэнерго», Десногорск

ОАО «Атомтехэнерго» - специализированное инжиниринговое предприятие, выполняющее пусконаладочные работы и испытания при вводе в эксплуатацию новых энергоблоков АЭС, обеспечивающее поддержку эксплуатации действующих энергоблоков АЭС

Основные задачи ОАО «Атомтехэнерго» сегодня – это выполнение комплекса инжиниринговых работ по вводу новых энергоблоков АЭС в эксплуатацию, выполнение комплекса работ по обеспечению эксплуатации действующих энергоблоков АЭС, включая реконструкцию, модернизацию и продление ресурса, участие в разработке проектов АЭС, включая АСУ ТП, подготовка и переподготовка пусконаладочного, эксплуатационного и ремонтного персонала для АЭС в учебно-тренировочных центрах, наладочные, инжиниринговые, экспертные и консалтинговые услуги в об-

ласти атомной и тепловой энергетики, осуществление инновационной деятельности.

Квалификация пусконаладочного персонала

Высокая квалификация персонала является непременным условием успешного развития любой компании, особенно, в условиях рыночной динамики изменения требований и запросов потребителей, которым должен соответствовать производитель для сохранения устойчивости своего состояния.

Поэтому руководство ОАО «Атомтехэнерго» приняло решение о создании дополнительных возможностей для непрерывного и своевременного совершенствования теоретических знаний своих работников, путем внедрения системы дистанционного обучения «Профессионал» на базе корпоративного учебного портала, разработанного Смоленским УТЦ АТЭ, способного обеспечить передачу знаний о новых технологиях при осуществлении ввода новых блоков АЭС в эксплуатацию в очень короткие сроки большому количеству пусконаладочного персонала и к тому же, территориально распределенному в виде филиалов АТЭ.

Основанием для проведения обучения пусконаладочного персонала ОАО «Атомтехэнерго» являются:

- решения протокола технического совещания от 28.09.2010г по вопросам подготовки к вводу в эксплуатацию энергоблока №4 Белоярской АЭС под председательством заместителя генерального директора-управляющего проектом ОАО «Концерн Росэнергоатом» Сараева О.М.;
- решения протокола совещания в АТЭ от 30.11.2010 г.;
- приказ №1 ОАО «Атомтехэнерго» на 2011г.

Целью проведения обучения является формирование у персонала ОАО «Атомтехэнерго» знаний, навыков и умений, необходимых для успешного и безопасного выполнения пусконаладочных работ на энергоблоке №4 БАЭС с реактором БН-800.

Исходными данными для проведения обучения являются:

- график строительства энергоблока №4 БАЭС;
- график подготовки персонала, разработанный с учетом планируемых сроков сооружения энергоблока № 4 БАЭС;
- данные о потребности в обучении, численности и квалификации обучаемого персонала;
- эксплуатационная документация на оборудование и системы энергоблока № 3 БАЭС;
- учебно-методическая документация УТП БАЭС для обучения персонала энергоблока № 3 БАЭС;
- проектно-конструкторская документация на системы и оборудование энергоблока №4 БАЭС;

Реализация целей и задач по подготовке пусконаладочного персонала ОАО «Атомтехэнерго»

Для реализации целей и задач по подготовке пусконаладочного персонала АТЭ к выполнению работ на блоке № 4 БАЭС была разработана, утверждена и внедрена трехлетняя, на период 2011-2013 годы, «Комплексная программа подготовки персонала АТЭ для выполнения ПНР на энергоблоке № 4 Белоярской АЭС», включающая в себя:

- «СВОДНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ программ подготовки персонала АТЭ к выполнению ПНР на энергоблоке № 4 БАЭС»;
- «План-график работ по подготовки персонала АТЭ к выполнению ПНР на энергоблоке № 4 БАЭС».

«СВОДНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ программ подготовки...» включает в себя:

- 1 направлений и 26 специализаций пусконаладочного персонала;
- 26 программ теоретической подготовки для всех специализаций ПНР;
- 8 программ стажировки на энергоблоке № 3 БАЭС для специалистов РО, ТО, ХО, ТТО, ВиК, ПЖТ РО, ДИ, ДТР;
- 3 программы тренажерной подготовки на энергоблоке № 3 БАЭС для специалистов РО, ТО, ДИ.

«План-график работ по подготовке персонала АТЭ к выполнению ПНР на энергоблоке № 4 БАЭС» включает в себя сроки выполнения и объемы работ по:

- разработке программ подготовки;
- разработке электронных учебных модулей для СДО «Профессионал»;
- теоретическому обучению в СДО «Профессионал»;
- стажировке и тренажерной подготовке на энергоблоке № 3 БАЭС;
- проведению учебных семинаров по технологии энергоблока № 4 БАЭС;
- обучению отдельных категорий персонала АТЭ в сторонних организациях;
- аттестации пусконаладочного персонала по итогам обучения.

Концепция улучшения процесса теоретической и практической подготовки пусконаладочного персонала

Учитывая ряд объективных обстоятельств, таких как:

- сжатые сроки подготовки персонала;
- значительное количество пусконаладочного персонала (в среднем около 300 человек на этапе предпусковых наладочных работ) привлекаемых к работам на пусковом блоке;
- необходимость обеспечения безопасности и высокого качества пусконаладочных работ на пусковом блоке;
- совершенно новая технология энергоблока с реактором БН-800

Руководством ОАО «Атомтехэнерго» была принята следующая концепция, обеспечивающая улучшение процесса теоретической и практической подготовки пусконаладочного персонала к выполнению работ на энергоблоке № 4 Белоярской АЭС:

1. На первом этапе, в период 2011-2012 годов, провести теоретическое обучение по технологии БН-800 квалифицированного пусконаладочного персонала АТЭ в количестве около 300 человек в системе дистанционного обучения «Профессионал» и на семинарах, с привлечением в качестве преподавателей и консультантов экспертов из ГНЦ РФ ФЭИ; ОАО «ОКБМ Африкантов»; ОАО ОКБ «Гидропресс»; ОАО «СПбАЭП».

На втором этапе – в период 2012-2013 годы, используя уже разработанный учебно методический материал по технологии БН-800, провести теоретическое дистанционное обучение для вновь набираемого пусконаладочного персонала в количестве около 200 человек.

2. Для ключевых должностей специалистов – технологов пусконаладочного персонала АТЭ по специализациям:

- реакторное отделение;
- турбинное отделение;
- химическое отделение;
- транспортно-технологическое отделение;
- вентиляции и кондиционирования РО;
- динамических испытаний;
- технических руководителей

провести стажировку, а для специалистов реакторного, турбинного отделений и специалистов динамических испытаний и тренажерную подготовку на действующем энергоблоке № 3 БАЭС с реактором БН-600.

3. Для специалистов физэнергопуска провести специальное обучение на испытательных стендах ГНЦ РФ ФЭИ и ОАО «ОКБМ Африкантов».

4. Допускать к выполнению пусконаладочных работ на энергоблоке № 4 только персонал успешно прошедший аттестацию по итогам обучения.

Текущее состояние дел по подготовке пусконаладочного персонала

1. Проведено 5 учебных семинаров, планируется в 2012 году провести 2 семинара с участием ОАО «СПбАЭП» и ОАО «ОКБМ Африкантов».

Прошли обучение на сёминарах – 232 специалиста.

2. Организовано дистанционное обучение персонала АТЭ по программам теоретической подготовки, по состоянию на май 2012 года:

- принято заявок от филиалов АТЭ на обучение 210 специалистов ;
- назначено для изучения – 1577 электронных учебных модулей;
- завершено изучения – 350 электронных учебных модулей.

3. Продолжается обучение специалистов АТЭ в ГНЦ РФ ФЭИ – 24 чел. и в ОАО «ОКБМ Африкантов» - 18 чел.

4. Продолжается разработка электронных учебных материалов по программам теоретической подготовки.

5. Ведется разработка автоматизированных обучающих систем.

К ВОПРОСУ О ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДА АКУСТОУПРУГОСТИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА РАБОТ ПО МОНТАЖУ И РЕМОНТУ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ АС

Блохин В.Н., Аржаев А.И., Маханев В.О., Подлатов М.А.
ОАО «Атомтехэнерго», Смоленский филиал, г.Десногорск
Пасманик Л.А.
ООО «ИНКОТЕС», г.Нижний Новгород
Разыграев А.Н., Разыграев Н.П.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ», г.Москва
Иванов А.И.
ОАО СПбАЭП, г.Санкт-Петербург
Буторин С.Л.
АНО МЦЯБ, г.Москва

Метод акустоупругости – единственный на сегодняшний день неразрушающий метод, позволяющий измерять усредненные по толщине материала значения осевых и кольцевых упругих напряжений в трубопроводах и тонкостенных сосудах (при температуре измерений от 20 до 180°С).

Метод основан на явлении акустоупругости, суть которого состоит в том, что для плоского напряженного состояния в области упругих деформаций существует линейная зависимость скоростей распространения объемных упругих волн в направлении, перпендикулярном плоскости действия напряжений, от величин двухосных напряжений.

Реализация метода сводится к задаче формирования зондирующих сигналов и измерения временных задержек эхо-сигналов трех ультразвуковых волн взаимноортогональной поляризации (две ортогональные сдвиговые волны и одна продольная волна). Необходимо обеспечить выполнение предельно жестких требований по точности измерения временных задержек, составляющей единицы наносекунд.

Задача аппаратной реализации метода акустоупругости решена в выпускаемом фирмой «Инкотес» компактном переносном приборе для измерений механических напряжений ИН 5101А, который обеспечивает формирование упругих волн, и измерение с необходимой точностью времени их распространения. Прибор внесен в Государственный реестр средств измерений в соответствии с Сертификатом об утверждении типа средств измерений [1]. Прибор прошел калибровку на эталоне силы, что позволяет проводить измерение компонентов тензора напряжений.

С целью обеспечения измерений методом акустоупругости напряжений в элементах оборудования и трубопроводов АЭС, выполненных из сталей перлитного и аустенитного классов, был разработан документ «Элементы оборудования АЭС. Методика выполнения измерений механических напряжений, возникающих в результате технологических воздействий, методом акустоупругости» [2]. Указанная методика выполнения измерений (МВИ) аттестована органами Ростехрегулирования в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-96.

Документ (МВИ) устанавливает режимы и процедуры определения усредненных по толщине стенки осевых и окружных напряжений, возникающих в результате технологических воздействий (от внутреннего давления, приложенных усилий и изгибающих моментов, температурной самокомпенсации и пр.) в условиях упругой деформации. Объектами измерений являются полые цилиндрические элементы трубопроводов и оборудования диаметром 325-1420 мм (Ду300-Ду1400) с толщиной стенки не более 0,1 наружного диаметра.

Погрешность измерения компонентов напряжений (в области сжатия и растяжения) методом акустоупругости в соответствии с МВИ составляет:

- от 0 МПа до 100 МПа вкл. – ±15 МПа;
- свыше 100 МПа до 480 МПа вкл. – ±9,5%.

МВИ предусматривает три режима измерений методом акустоупругости:

Режим 1 - «акустическая тензометрия» (АТ). В этом режиме измеряются суммарные напряжения, действующие в точке контроля. Если значения напряжений в точке контроля до приложения нагрузок известны, то могут быть определены значения (приращения) напряжений в этой точке, соответствующие именно этим нагрузкам (или воздействиям).

Режим 2 - разностная акустическая тензометрия» (РАТ). В этом режиме измерения проводятся в точке контроля и в «условно-нулевой» точке. Измеряемые напряжения соответствуют разности напряжений, дей-

ствующих в точке контроля и «условно-нулевой» точке. В качестве «условно-нулевой» точки используется одна из точек, расположенных в опорной зоне - участке объекта контроля, для которого известны значения напряжений (чаще всего, значения этих напряжений малы по сравнению с напряжениями в точке контроля). В МВИ приведен критерий, позволяющий по результатам измерений оценить возможность использования выбранной точки в качестве «условно-нулевой».

Режим 3 - «безнулевая акустическая тензометрия» (БАТ). Режим аналогичен режиму РАТ, но в качестве «условно-нулевой» точки используется точка, расположенная на образце-представителе материала объекта, находящемся в ненапряженном состоянии. Режим используется в том случае, если анализ показал, что зона, свободная от напряжений, на объекте отсутствует или если выбранная при проведении измерений в режиме 2 точка не соответствует установленному критерию.

Метод акустоупругости может рассматриваться как эффективное дополнение к разделу 5 Приложения 3 к «Нормам расчета на прочность оборудование и трубопроводов АЭУ» ПНАЭ Г-7-002-86 [3], где описаны применяемые в атомной энергетике методы экспериментального определения напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопроводов и оборудования. Наиболее широко применяемый в атомной энергетике метод тензометрирования дает возможность измерять параметры НДС только на поверхности трубопроводов и оборудования.

К областям, где наиболее востребованным является применение метода акустоупругости, относятся, в первую очередь, вопросы обеспечения качества при монтаже трубопроводных систем (здесь и далее - с наружным диаметром более 300 мм) новых энергоблоков АЭС, а также при ремонте с полным роспуском аналогичных трубопроводов действующих энергоблоков АЭС.

Согласно ОПБ-88/97 [4] обеспечение надежности элементов систем, важных для безопасности, и обеспечение качества на всех стадиях жизненного цикла АЭС являются основными требованиями к элементам АЭС.

Рассмотрение таких показателей надежности элементов [5], как «безотказность» и «долговечность», с учетом опыта эксплуатации действующих энергоблоков АЭС показывает, что наличие существенных отклонений фактического НДС трубопроводных систем от проектного, вызванных несовершенством работ по их монтажу и/или ремонту, могут стать причиной преждевременного исчерпания проектного ресурса вплоть до образования сквозных дефектов металла и протечек теплоносителя контура охлаждения реактора за пределы третьего барьера безопасности по ОПБ-88/97.

Поэтому в программах обеспечения качества серии ПОКАС, разрабатываемых в соответствии с НП-011-99 [6] при проектировании и сооружении новых энергоблоков АЭС, необходимо предусматривать мероприятия по обеспечению контроля НДС трубопроводных систем методом акустоупругости при проведении проектных и монтажных работ. Проверка соответствия фактического НДС трубопроводной системы проектным данным должна также включать измерения при повышенных температурах: при гидроиспытаниях, а также на этапе разогрева в пределах диапазона работоспособности первичных датчиков. Поэтому обновления требуют как общая программа ПОКАС (О), так и программы ПОКАС (П), ПОКАС (С) и ПОКАС (ВЭ).

Для действующих энергоблоков АЭС дополнения требуют программы ПОКАС (О) и ПОКАС (Э) в части выполнения измерений методом акустоупругости при проведении ремонтных работ.

В Перечне нормативных документов [7], которым руководствуется ОАО «Концерн Росэнергоатом» и его филиалы, отсутствуют упоминания документов со статусом СТО и/или РД ЭО, посвященных вопросам инструментального контроля НДС трубопроводных систем АЭС в целях обеспечения качества монтажа.

Режим измерений методом акустоупругости (АТ, РАТ или БАТ) на этапах монтажа, ввода в эксплуатацию и при выполнении ремонтных работ с полным роспуском трубопроводов должен выбираться с учетом собственной акустической анизотропии материала трубопроводов.

В процессе применения метода акустоупругости для контроля НДС трубопроводов при монтаже будет происходить накопление необходимых фактических данных об акустической анизотропии материала труб.

Результаты измерений НДС методом акустоупругости на этапах монтажа и ввода в эксплуатацию должны заноситься в информационный паспорт безопасности трубопроводной системы, который должен в дальнейшем дополняться на этапах эксплуатации, продления срока эксплуатации и вывода из эксплуатации.

Наиболее предпочтителен при ремонте трубопроводов режим 1 – АТ. Измерения до сварки замыкающего стыка (с двух сторон) и после нее (в тех же сечениях) должны позволить оценить наличие принудительной стыковки труб, которые не стыковались по линейным и угловым координатам.

Для этапа монтажа трубопроводов наиболее перспективен режим 3, когда в качестве образца-представителя используется элемент трубопровода до его установки в систему и сварки, то есть элемент выступает и как объект измерений, и как образец-представитель.

Метод акустоупругости, применяемый для обеспечения качества монтажа и ремонта трубопроводов и оборудования АЭС, рассматривается как расчетно-экспериментальный.

Метод акустоупругости не позволяет зафиксировать крутящие моменты и перерезывающие усилия вблизи замыкающего стыка, поэтому в пространственной системе трубопроводов надо дополнительно контролировать НДС тех участков, на которых могут быть выявлены дополнительные изгибные моменты от перерезывающих усилий, приложенных при сварке замыкающего стыка. Сопоставление экспериментальных данных, полученных на этапах монтажа и ввода в эксплуатацию трубопроводов и оборудования АЭС, с результатами проектных расчетов позволит откорректировать расчетные модели и уточнить оценки обеспечения проектного ресурса. Откорректированные расчетные модели и результаты измерений методом акстоупругости должны заноситься в информационный паспорт безопасности трубопроводной системы

Необходимо взаимодействие эксплуатирующей организации с проектными (определение наиболее нагруженных зон и возможных зон измерений методом акустоупругости) и головными материаловедческими организациями для разработки необходимой нормативной-методической и исполнительной документации по применению метода акустоупругости при монтаже и ремонте трубопроводных систем и оборудования АЭС, которые станут базовыми для корректировки упомяну-

тых выше программ обеспечения качества для действующих, сооружаемых и проектируемых энергоблоков АЭС.

Список литературы

1. Росстандарт. Сертификат об утверждении типа средств измерений № RU.C.28.011.A № 20395.

2. ООО «ИНКОТЕС». Элементы оборудования АЭС. Методика выполнения измерений механических напряжений, возникающих в результате технологических воздействий, методом акустоупругости (свидетельство об аттестации в органах Ростехрегулирования №633/17004; номер регистрации ФР.1.28.2009.06227 в Федеральном реестре методик выполнения измерений, применяемых в сферах распространения государственного метрологического контроля и надзора).

3. Ростехнадзор. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов АЭУ. ПНАЭ Г-7-002-86.

4. Ростехнадзор. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97. ПНАЭ Г-01-011-97.

5. ГОСТ Р 27.002-2009. Надежность в технике. Термины и определения.

6. Ростехнадзор. Требования к программе обеспечения качества для атомных станций. НП-011-99.

7. ОАО «Концерн Росэнергоатом». Указатель технических документов, регламентирующих обеспечение безопасной эксплуатации энергоблоков АС (обязательных и рекомендуемых к использованию). Приложение к приказу от 29.11.2010 № 1566.

ПРЯМЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДОВ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ПЕТЛЯХ ГЦК И РАСХОДА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ РАСХОДОМЕРОВ FLUXUS

Сааков Э.С., Дерий В.П., Шестаков Н.Б., Арутюнян А.Х.
ОАО «Атомтехэнерго», г. Мытищи, г. Удомля.
Канышев М.Ю. Богомолов И.Н.
Калининская АЭС, г. Удомля.

Введение

Одними из важнейших параметров 1 контура РУ (реакторной установки) являются расходы теплоносителя, как в целом через активную зону РУ, так и по каждой петле отдельно в различных режимах работы РУ (на разных уровнях мощности, при различном количестве работающих ГЦНА (главных циркуляционных насосных агрегатах), в переходных процессах при включении ГЦНА и особенно при выбеге ГЦНА после его отключения, при естественной циркуляции через активную зону (в случае отключенных всех ГЦНА). Определение расходов теплоносителя позволяет вычислять тепловую мощность РУ, запасы до кризиса теплообмена на поверхностях твэл (тепловыделяющих элементов), влияние величины расходов теплоносителя на протекание нейтронно-физических процессов в активной зоне.

При работе энергоблока АЭС текущая мощность РУ определяется средневзвешенной мощностью РУ, значения которой не должны превышать значений указанных в «Технологическом регламенте безопасной эксплуатации ...» для различных состояний энергоблока. Средневзвешенная мощность РУ вычисляется СВРК (системой внутриреакторного контроля) с использованием следующих способов:

- мощность РУ по параметрам 1 контура;
- мощность РУ по параметрам 2 контура с использованием значений расходов питательной воды за узлом питания ПГ (парогенераторов);
- мощность РУ по параметрам 2 контура с использованием значений расходов питательной воды до ПВД (подогревателей высокого давления);
- мощность по АКНП (аппаратуре контроля нейтронного потока);
- мощность по ДПЗ (датчикам прямого заряда).

В случае использования КГТН (конденсатного гидротурбинного насоса) для слива КГП СПП (конденсата греющего пара сепаратора пароперегревателя) в линию питательной воды за ПВД для расчета мощности РУ по параметрам 2 контура с использованием значений расходов питательной воды до ПВД необходимо знать значения расхода КГП СПП. В настоящее время измерений расхода КГТН на 3 и 4 блоках Калининской АЭС не предусмотрено проектом и не проводятся.

Таким образом, для определения средневзвешенной мощности РУ большое значение имеет точное определение, как расходов теплоносителя по петлям ГЦК (главного циркуляционного контура), так и расходов питательной воды за узлом питания на каждый ПГ, расходов питательной воды до ПВД. А в случае использования КГТН определение расхода КГП СПП в линию питательной воды за ПВД.

Определение расходов теплоносителя по петлям ГЦК

В настоящее время определение расхода теплоносителя в петлях ГЦК с работающими ГЦНА вычисляются с использованием соответствующих напорно-расходных характеристик выемных частей ГЦНА, полученных на стендовых испытаниях при «холодном» режиме ($t \approx 120^0$C, $P \approx 15{,}7$МПа) и «горячем» режиме ($t \approx 300^0$C, $P \approx 15{,}7$МПа).

Расход в петле с работающим ГЦНА определяется по формуле:

$$G_{\text{пті}} = (f/f_0)\cdot(A_i + B_i\cdot\Delta P_{\text{сті}} + C_i\,\Delta P^2_{\text{сті}}) \qquad (1)$$

где: f – измеренное значение частоты сети питания ГЦНА, Гц; f_0 – номинальная частота сети ($f_0 = 50$ Гц);

A_i, B_i и C_i – коэффициенты аппроксимации, полученные по данным напорно-расходных характеристик выемной части i-го ГЦНА

Перепад давления на i-ом работающем ГЦНА ($\Delta P_{\text{сті}}$), приведенный к номинальной сети питания ГЦН и параметрам теплоносителя, при которых определялись расходно-напорные характеристики выемных частей на стенде их завода-изготовителя для номинального напряжения сети, вычисляются по формуле:

$$\Delta P_{\text{сті}} = (\Delta P_{\text{гцні}} + \delta P)\left(\frac{\rho_0}{\rho_{\text{хі}}}\right)\left(\frac{f_0}{f}\right) \qquad (2)$$

где $\Delta P_{\text{ГЦНАі}}$ – измеренное значение перепада давления на i-ом ГЦНА;

ρ_0 = – плотность воды при температуре T_0 и давлении P_0, при которых определялись расходно-напорные характеристики выемных частей на стенде завода-изготовителя;

$\rho_{\text{хі}}$ = – плотность теплоносителя в «холодной» нитке i-ой петли при температуре $T_{\text{хі}}$ и давлении $P_{\text{хі}}$ (абсолютном) на всасе i-го ГЦНА;

δP – поправка, которая должна учитывать, что «плюсовой» и «минусовой» отборы давления находятся на различных уровнях, смещение «нуля» (определяется

при остановленных ГЦНА), а также отличие расположения замеров давления на всасывающей и на напорной сторонах ГЦН на заводском стенде и в петлях реакторной установки, МПа, кгс/см2. Максимальным из перечисленных в величину δР является вклад, обусловленный отличием расположения замеров давления на ГЦН в петле РУ и на заводском стенде, который по рекомендации ОКБ «Гидропресс» составляет 0.04 МПа = 0.4 кгс/см2. Величина δР может корректироваться по результатам балансных испытаний при работающем на мощности блоке АЭС (Приложение 3 к [1]).

Расходы теплоносителя в петлях ГЦК с отключенными ГЦНА при установившемся обратном токе теплоносителя через петлю вычисляются с использованием коэффициента гидросопротивления петли при обратном токе в петле. Коэффициент гидросопротивления петли принимают равным коэффициенту гидросопротивления выемной части ГЦНА при обратном токе в петле и получают экспериментально-расчетным путем, принимается одинаковым для каждого типа выемных частей (например, при использовании ГЦН-195М коэффициент гидросопротивления петли при обратном токе в петле принимается равным 32.7).

Расход теплоносителя в петле ГЦК с отключенными ГЦНА при обратном токе теплоносителя через петлю вычисляется по формуле:

$$G_{\text{пт}i} = S_{\text{тр}} \cdot \sqrt{\frac{2\Delta P_{\text{гцн}i}}{\rho_{\text{хол.}i} \cdot \xi_{\text{гцн}}}}\,, \qquad (3)$$

где $G_{\text{пт}i}$ – расход в i-ой петле;

$\rho_{\text{хол.}i}$ – плотность теплоносителя в i-ой «холодной» нитке;

$\xi_{\text{пі}} \approx \xi_{\text{ГЦН}}$ – коэффициент гидравлического сопротивления i-й петли;

$S_{\text{тр}}$ – площадь поперечного проходного сечения трубопровода.

Суммарный расход теплоносителя через реактор, как при всех работающих ГЦГА, так и при работе с неполным количеством ГЦНА вычисляется по формуле:

$$G_{\text{р}} = \sum_{i=1}^{4} G_{\text{пт}i} \qquad (4)$$

Вышеуказанные формулы используются при определении расходов теплоносителя при расчетах в СВРК для постоянного контроля расходов и расчета мощности РУ по параметрам 1 контура.

Подробно методика вычислений расходов теплоносителя в петлях ГЦК с работающими и отключенными ГЦНА изложена в [1].

Во время проведения пусконаладочных работ на блоке №4 Калининской АЭС на подэтапе ХГО были проведены прямые измерения расходов теплоносителя по петлям ГЦК с помощью двухканального ультразвукового расходомера «FLUXUS». Измерения выполнялись во время проведения циркуляционных промывок 1 контура при температуре теплоносителя до 130^{0}С и во время горячей обкатки 1 контура при температуре теплоносителя ≈260-280^{0}С с использованием волноводов для установки датчиков.

Определение расходов теплоносителя по петлям ГЦК во время проведения циркуляционных промывок

Ниже представлены в графическом виде основные результаты прямых измерений расходов теплоносителя по петлям ГЦК с помощью ультразвукового расходомера «FLUXUS» во время проведения циркуляционных промывок 1 контура.

Измерения проводились на первой петле. Вначале работают два ГЦНА, включая ГЦНА-1 на первой петле. При двух работающих ГЦНА усредненный расход по

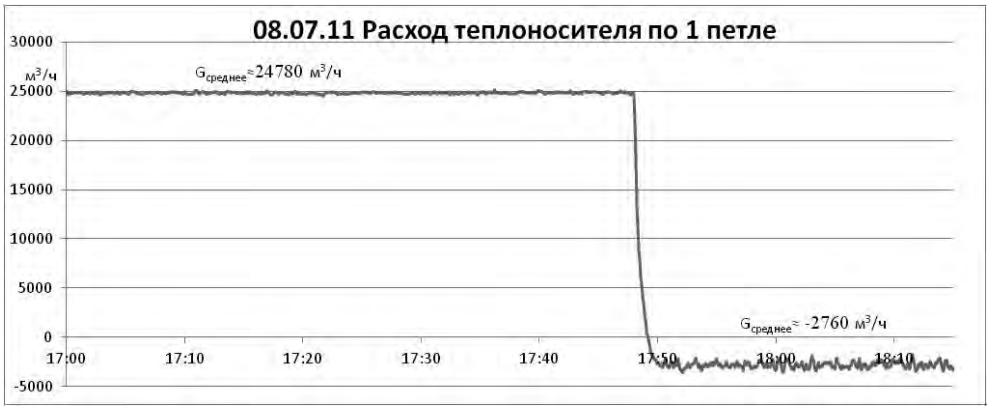


Рис. 1. График расхода теплоносителя по первой петле при работающем ГЦНА-1, отключении его и обратный ток после отключения.



Рис. 2. График расхода теплоносителя по первой петле при выбеге ГЦНА-1 и возникновение обратного тока.

первой петле равен 24780 м³/ч. После отключения и выбега ГЦНА-1 в первой петле появляется обратный ток теплоносителя с усредненным расходом -2760 м³/ч за счет оставшегося в работе ГЦНА.

После отключения ГЦНА расход в петле в течении 75 с снизился с 24837 м³/ч до 0 м³/ч и еще через 60 с установился обратный ток с расходом ≈-2800 м³/ч.

Измерения проводятся на третьей петле при включении, работе, отключении, повторном включении, работе и отключении ГЦНА-3. Остальные ГЦНА-1,2,4 не работали. После первого включения ГЦНА-3 усредненный расход по третьей петле 27080 м³/ч, после второго 27094 м³/ч.

После первого отключения единственного работавшего ГЦНА-3 расход по третьей петле за 290с снизился с 27115 м³/ч до 98 м³/ч. При повторном отключении расход по третьей петле за 281с снизился с 26918 м³/ч до 96 м³/ч.

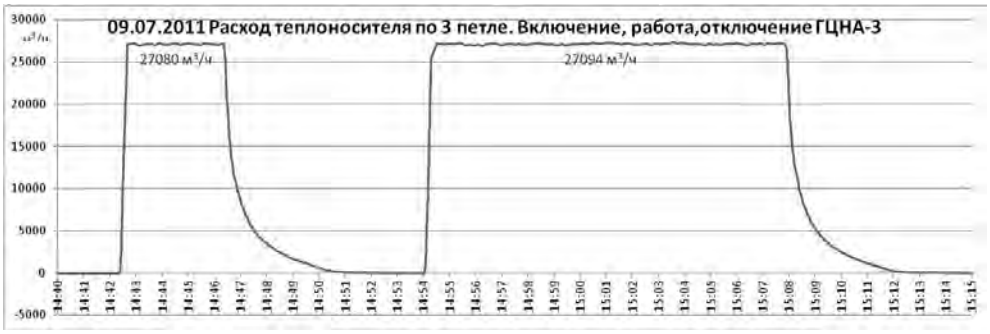


Рис. 3. График расхода теплоносителя по третьей петле.

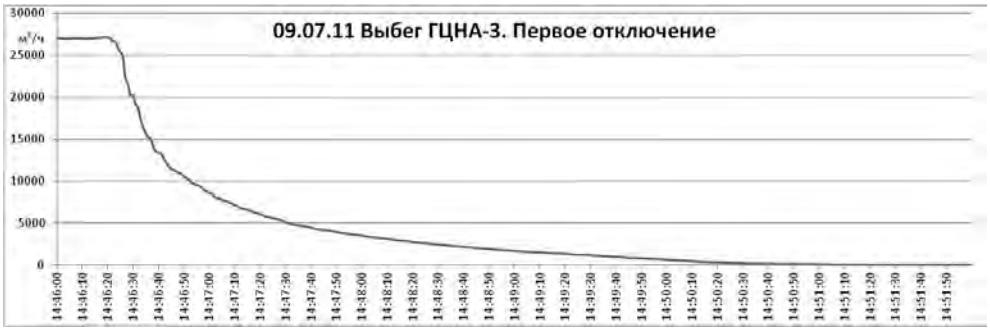


Рис. 4. График расхода по третьей петле при первом выбеге ГЦНА-3.



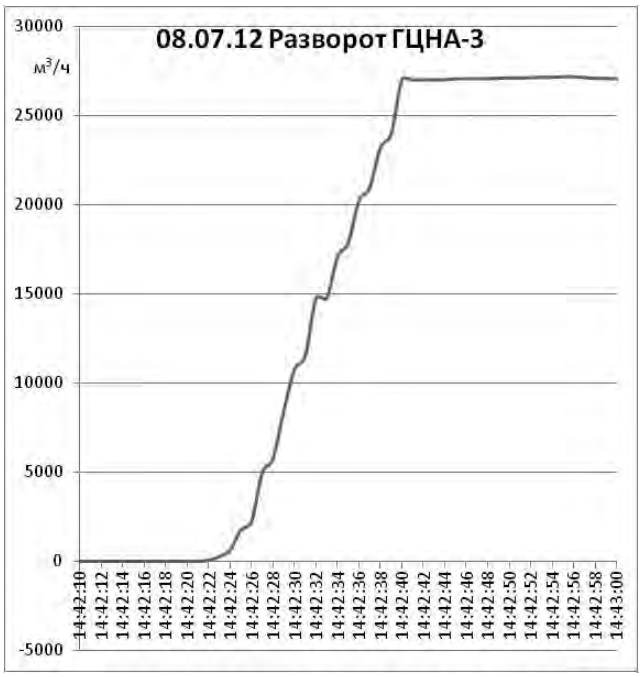
Рис. 5. График расхода теплоносителя по третьей петле втором выбеге ГЦНА-3.



Рис. 6. График расхода теплоносителя по четвертой петле.



Рис. 7. График расхода теплоносителя по четвертой петле.



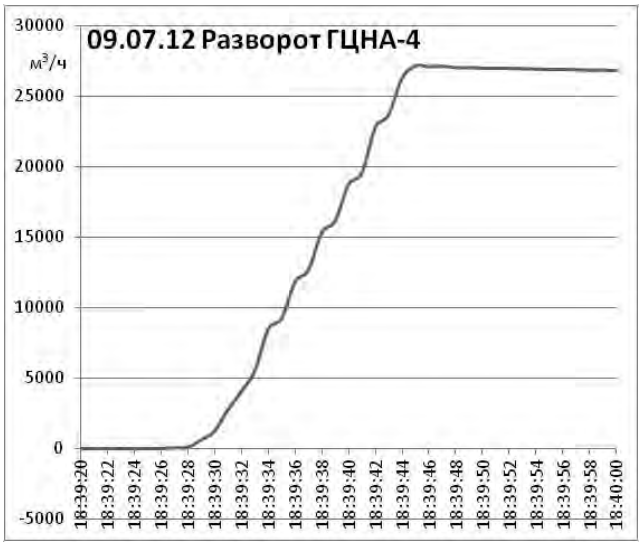


Рис. 7. Разворот ГЦНА-3, ГЦНА-4

Обратный ток с усредненным расходом - 2855 м³/ч по четвертой петле при одном работающем ГЦНА, отключение работавшего ГЦНА, включении ГЦНА-4, работа с усредненным расходом 26650 м³/ч, при подключении второго ГЦНА усредненный расход по четвертой петле снизился до. 25700 м³/ч.

Обратный ток после отключения работавшего ГЦНА снизился с до расход по третьей петле с -2895 м³/ч за 236с снизился до 98 м³/ч, а за 380с до 0 м³/ч.

Развороты ГЦНА-3 08.07.12 и разворот ГЦНА-4 09.07.12 при отключенных остальных ГЦНА. При развороте ГЦНА-3 за 19с, изменение расхода по 3 петле с -16м³/ч до 27030м³/ч, при развороте ГЦНА-4 за 19с, изменение расхода по 4 петле с -2м³/ч до 27183м³/ч.

Опробование волноводов для УЗД

13, 14. 08.12 при температуре теплоносителя ≈ 100-130⁰С были проведены измерения с использованием обоих каналов ультразвукового расходомера «FLUXUS» для опробования волноводов УЗД (ультразвуковых датчиков), позволяющих проводить измерения при температуре поверхности трубопроводов до 400⁰С.

В работе ГЦНА-1,3,4 для разогрева 1 контура. Обратный ток по 2 петле с усредненным расходом - 9010 м³/ч. Усредненный расход по 3 петле при работе трех ГЦНА 23690 м³/ч. При достижении температуры теплоносителя ≈130⁰С последовательно отключаются ГЦНА-1, ГЦНА-4, ГЦНА-3. После отключения ГЦНА-1 усредненный расход по 3 петле увеличился до 25750 м³/ч, а после отключения ГЦНА-4 увеличился до 26750 м³/ч. До 4ч30м 14.09.12 все ГЦНА отключены, а после снижения температуры теплоносителя ≈80⁰С последовательно включаются ГЦНА-4, ГЦНА-3 и ГЦНА-1. Усредненный расход по 3петле после включения ГЦНА-3 равен 25750 м³/ч.

Во время измерений в период с 08 по 12.07.12 расходы по петлям не рассчитывались штатной СВРК, т.к. система функционировала не в полном объеме. Значения расходов на петлях с работающими ГЦНА, полученные с помощью УЗР, меньше на ≈750 – 1200 м³/ч значений полученных при выполнении ручного расчета по программе теплогидравлических испытаний (ТГИ) (по алгоритму идентичному используемого в СВРК по методике изложенной в [1]) для аналогичных комбинаций работающих ГЦНА при сходных параметрах РУ.

Определение расходов теплоносителя по петлям ГЦК во время проведения горячей обкатки

Во время горячей обкатки при температуре теплоносителя ≈240⁰С на холодные нитки 2 и 3 петель в соответ-

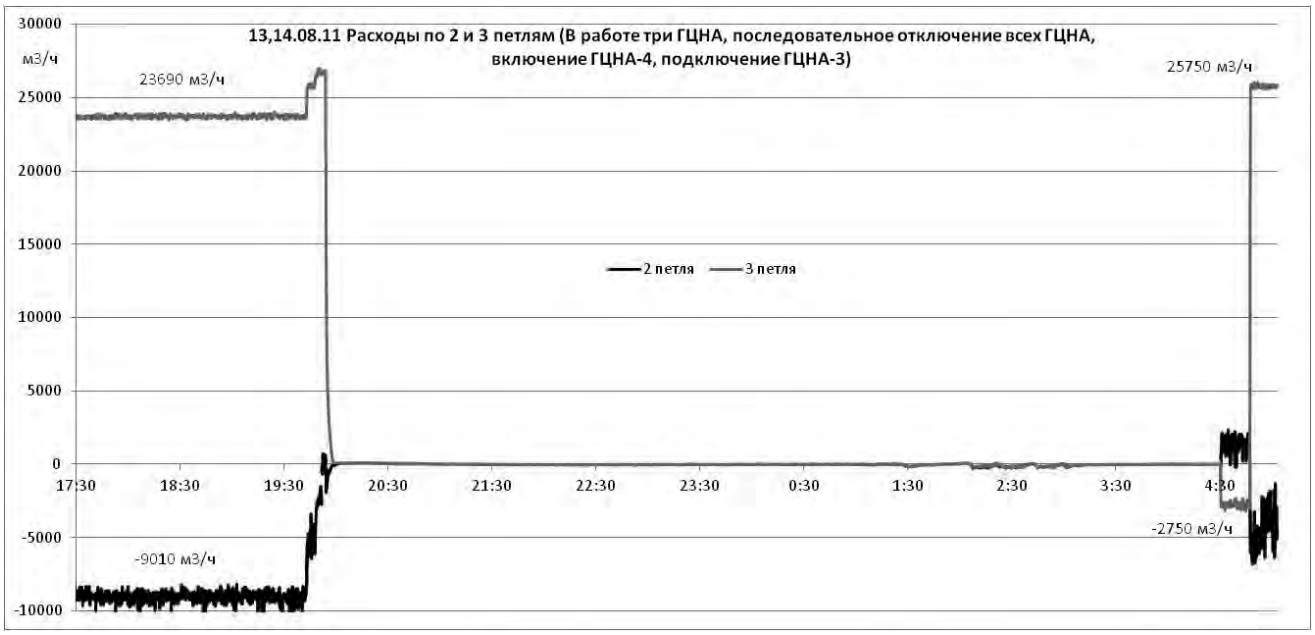


Рис. 8. График расхода теплоносителя по второй и третьей петлям.

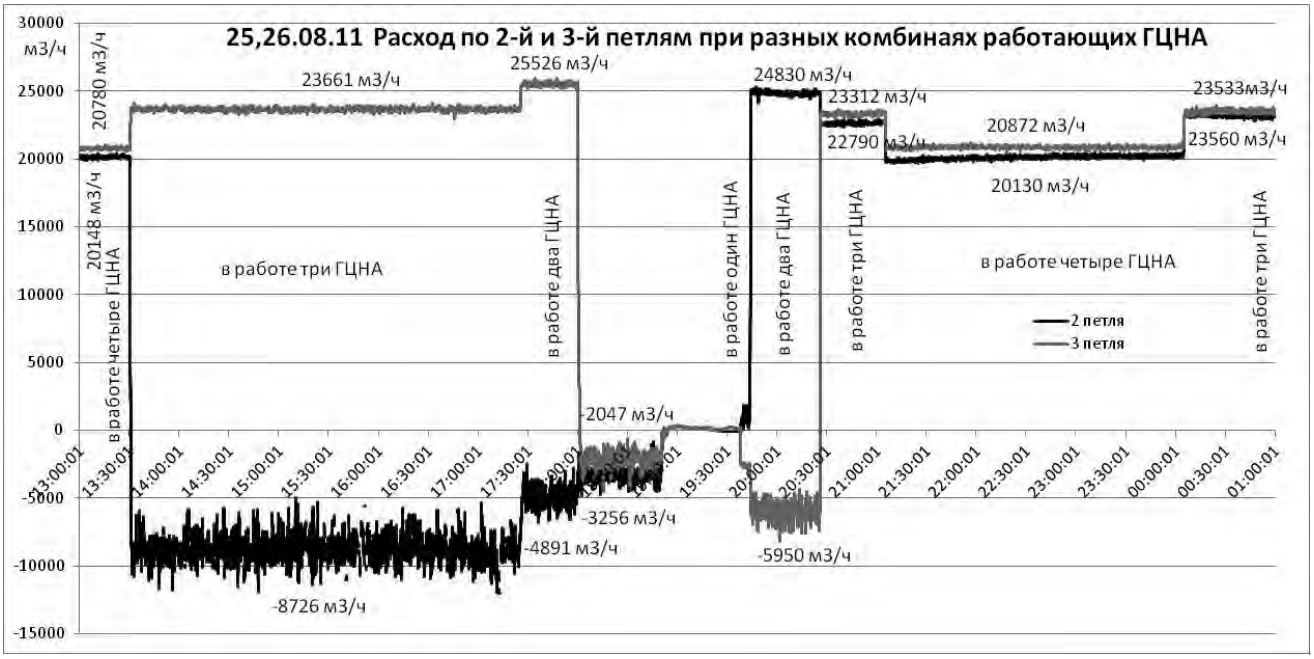


Рис. 9. График расхода теплоносителя по 2 и 3 петлям во время горячей обкатки.

ствии с инструкцией были установлены волноводы, на которые в свою очередь установлены УЗД. В последующем положение УЗД на волноводах могло незначительно меняться для получения более качественного сигнала. Основные результаты измерений, проводившихся 23-27.08.12 при температуре теплоносителя ≈260-280^{0}С, представлены ниже. Также представлены для сопоставления графическом и табличном виде данные измерений штатной системой СВРК.

При отключении ГЦНА возрастает расход в петлях с оставшимися в работе ГЦНА, а общий расход уменьшается. Расход обратного тока уменьшается при уменьшении количества работающих ГЦНА (уменьшается перепад на неработающей петле).

По данным УЗР при отключении 4-х ГЦНА расход по второй петле за 160с снизился с 20497 м^3/ч до 77 м^3/ч, расход по третьей петле за 220с снизился с 21884 м^3/ч до 167 м^3/ч. При отключении 2-х ГЦНА расход по второй петле за 208с снизился с 25179 м^3/ч до 98 м^3/ч, расход по третьей петле за 232с снизился с 25678 м^3/ч до 96 м^3/ч. Как видно из графиков данные штатной СВРК сразу после отключения ГЦНА не достоверны. Важность и необходимость измерений расходов теплоносителя в петлях ГЦК и через реактор в переходных режимах при отключении ГЦН детально представлено в [2].

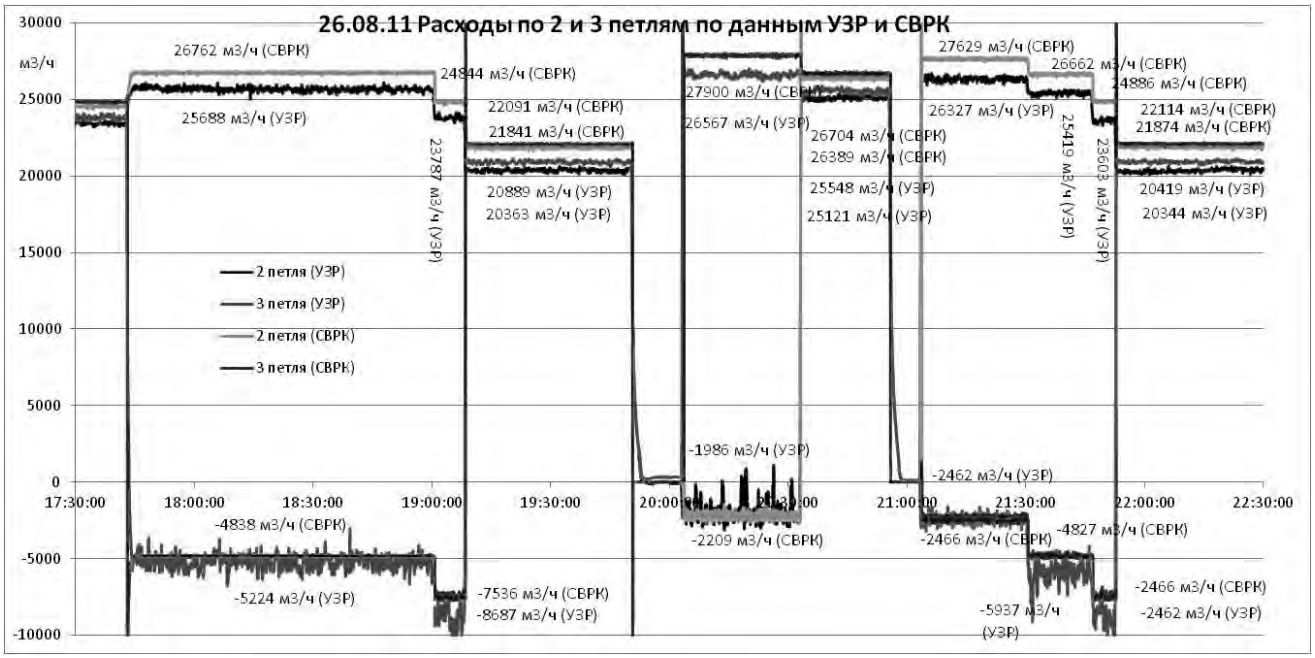


Рис. 10. График расхода теплоносителя по 2 и 3 петлям по данным УЗР и СВРК.

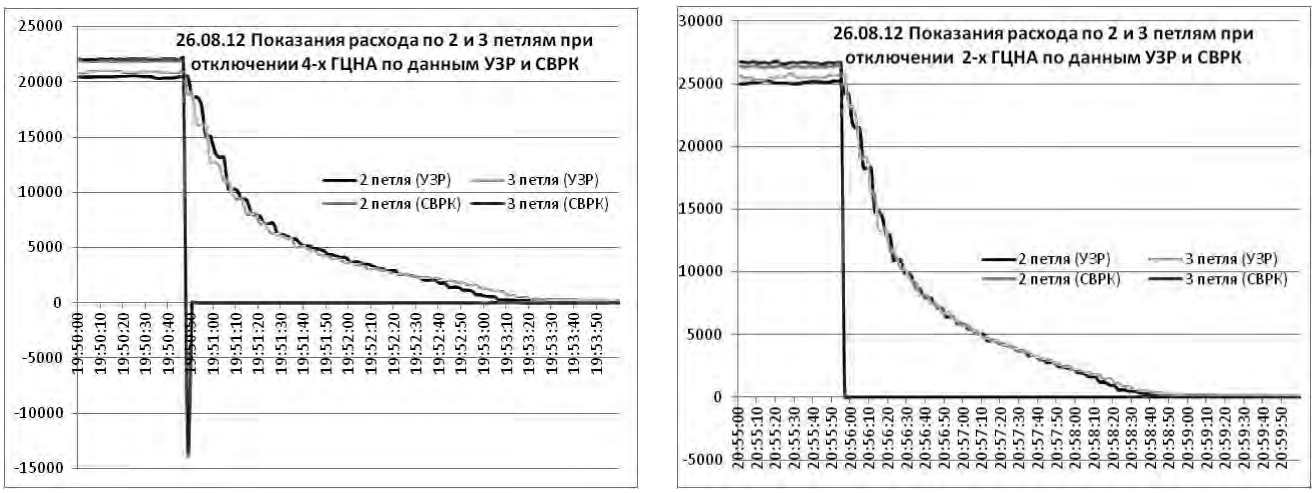


Рис. 11. Графики выбега ГЦНА-2,3 при одновременном отключении всех работавших ГЦНА

Усредненные значения объёмных расходов по 2 и 3 петлям, полученные с помощью УЗР и СВРК при разных комбинациях включенных ГЦНА во время горячей обкатки.

Время усреднения расходов по петлям	2 петля		3 петля		Работающие ГЦНА
	УЗР (м3/ч)	СВРК (м3/ч)	УЗР (м3/ч)	СВРК (м3/ч)	
25.08.2011 09:30 - 13:20	20193	21845	20828	22099	ГЦНА - 1,2,3,4
25.08.2011 13:40 - 17:15	-8754	-7523	23662	25061	ГЦНА - 1,3,4
25.08.2011 17:35 - 17:55	-4878	-4661	25518	26779	ГЦНА - 1,3
25.08.2011 18:05 - 18:50	-3259	-1788	-2047	-1939	ГЦНА - 1
25.08.2011 19:50 - 20:20	24841	26687	-5958	-4816	ГЦНА - 2,4
25.08.2011 20:35 - 21:00	22637	24528	23307	24771	ГЦНА – 2,3,4
25.08.2011 21:15 - 23:55	20116	21859	20866	22081	ГЦНА - 1,2,3,4
26.08.2011 0:10 - 02:30	23156	24497	23532	24738	ГЦНА - 2,3,4
26.08.2011 02:45 - 03:15	-4456	-4673	25763	27014	ГЦНА - 3,4
26.08.2011 10:30 - 11:30	23763	24848	-8845	-7465	ГЦНА - 1,2,4
26.08.2011 11:51 - 12:25	20295	21864	20932	22106	ГЦНА - 1,2,3,4
26.08.2011 12:30 - 14:00	23458	24545	23827	24839	ГЦНА - 1,2,3
26.08.2011 17:45 - 18:45	25688	26762	-5224	-4838	ГЦНА - 1,2

Окончание табл.

Время усреднения расходов по петлям	2 петля		3 петля		Работающие ГЦНА
	УЗР (м3/ч)	СВРК (м3/ч)	УЗР (м3/ч)	СВРК (м3/ч)	
26.08.2011 19:01 - 19:06	23787	24844	-8687	-7536	ГЦНА - 1,2,4
26.08.2011 19:10 - 19:50	20363	21841	20889	22091	ГЦНА - 1,2,3,4
26.08.2011 20:05 - 20:30	-1986	-2209	26567	27900	ГЦНА - 3
26.08.2011 20:34 - 20:54	25121	26389	25548	26704	ГЦНА - 2,3
26.08.2011 21:05 - 21:25	26327	27629	-2462	-2466	ГЦНА - 2
26.08.2011 21:32 - 21:44	25419	26662	-5937	-4827	ГЦНА - 2,4
26.08.2011 21:47 - 21:51	23603	24886	-8622	-7526	ГЦНА - 1,2,4
26.08.2011 21:55 - 22:30	20344	21874	20912	22114	ГЦНА - 1,2,3,4

Значения измерений расходов по петлям ГЦК, полученных с помощью УЗР при разных комбинациях работающих ГЦНА, можно использовать для корректировки напорно-расходных характеристик ГЦНА в дополнение к методике Приложения 3 [1] и расчета коэффициентов гидросопротивления петель при обратном токе теплоносителя.

При разных комбинациях работающих ГЦНА и состояниях РУ измерив значения расходов по петлям ($G_{пті}$) с соответствующими значениями измеренных перепадов на ГЦНА ($\Delta P_{гцні}$) и другими параметрами РУ, можно используя (2) построить напорно-расходные характеристики ГЦНА. Для уточнения поправки δP в (2) измерив $G_{пті}$, f сети и решив квадратное уравнение (1) получим уточненное·$\Delta P_{сті}$. Из (2) можно вычислить

$$\delta P=\Delta P_{сті}(\rho_{хі}/\rho_0)\cdot(f/f_0) - \Delta P_{ГЦНАі} \qquad (5)$$

Для петель с обратным током теплоносителя используя (3) можно получить значения коэффициента гидросопротивления петли ($\xi_{пі}$) при обратном токе.

$$\xi_{пі}=2S^2\cdot\Delta P_{ГЦНі}/\rho_{хол.і}\cdot G^2_{пті} \qquad (6)$$

Проведение с помощью УЗР «FLUXUS» прямых измерений расходов теплоносителя по петлям ГЦК при разных комбинациях работающих ГЦНА позволяет уточнить напорно-расходные характеристики ГЦНА, коэффициенты гидросопротивления петель, изменения расходов теплоносителя при выбеге и развороте ГЦНА, измерять расходы при естественной циркуляции.

Измерение расходов питательной воды во время ПНР на блоке №2 Ро АЭС

Во время ПНР на 2 блоке Ро АЭС на этапе Опытно-промышленная эксплуатация в рамках мероприятий по уточнению теплового баланса между первым и вторым контурами были проведены измерения по расходу питательной воды за узлом питания на все четыре парогенератора.

Для уточнения расходов питательной воды были проведены измерения с помощью ультразвукового расходомера FLUXUS ADM F601, обеспечивающего отклонение от измеряемого значения ±1% по метрологическому сертификату 32871. Измерения проводились с помощью накладных высокотемпературных УЗД, рассчитанных для длительной работы при температурах до 200°С, позволяют проводить кратковременные замеры при температурах до 225°С, т.е. при включенных ПВД.

Измерения расходов питательной воды с помощью ультразвукового расходомера FLUXUS ADM F601 были проведены на уровнях мощности ≈50%Nном. и ≈100%Nном. по линиям 2RL71÷74 подачи на парогенераторы. Измерения проводились на прямолинейных вертикальных участках за узлом питания ПГ, которые удовлетворяли требованиям к месту установки датчиков.

Ниже в графическом виде представлены результаты измерений массового расхода питательной воды на уровнях мощности ≈50%Nном. и ≈100%Nном. с помощью УЗР и штатной системой с использованием расходомерных шайб.

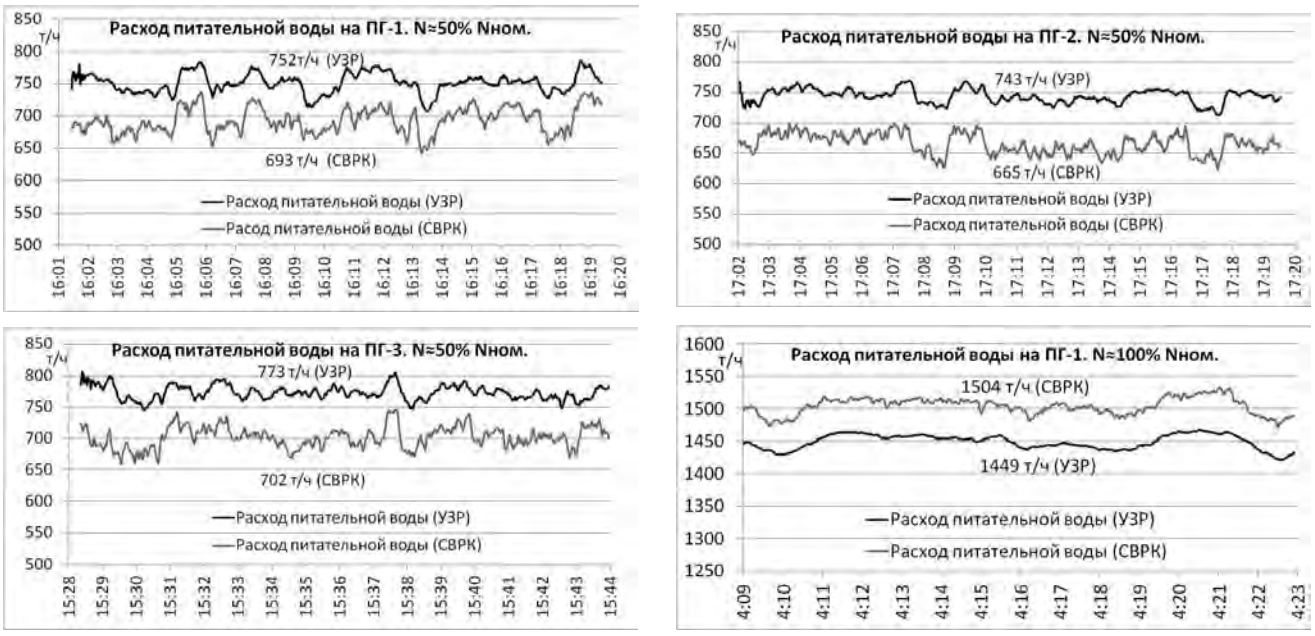


Рис. 11. Графики расхода питательной воды на ПГ1-4 измеренные с помощь УЗР и штатной СВРК при Nном.≈50% и Nном.≈100%



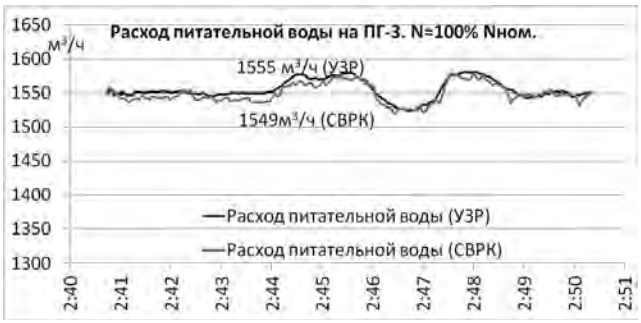






Рис. 11. *Окончание.*

На уровнях мощности ≈50%Nном. значения расходов питательной воды, измеренные с помощью УЗР на каждый ПГ больше ≈60-80т/ч (7,5 – 10,5%), чем измеренные штатной СВРК. А на уровнях мощности ≈100%Nном. значения расходов питательной воды, измеренные с помощью УЗР на каждый ПГ уже меньше ≈30-55т/ч (2-3,5%), чем измеренные штатной СВРК.

Мощность отдельных ПГ и в целом по второму контуру, рассчитанная с использованием значений, полученных ультразвуковым расходомером (вместо значений расходов питательной воды из СВРК), оказалась ближе к значениям мощности отдельных петель и в целом по первому контуру. Значения расходов питательной воды, измеренные с помощью УЗР, используемые при определении теплового баланса между 1 и 2 контурами, давали лучшую сходимость на разных уровнях мощности.

Основные выводы

Использование ультразвукового расходомера «FLUXUS» позволяет проводить прямые измерения расходов теплоносителя по петлям ГЦК с использованием ультразвуковых волноводов для установки на них УЗД во всем диапазоне температур первого контура. Полученные результаты измерений позволяют уточнить напорно-расходные характеристики ГЦНА, коэффициенты гидросопротивления петель с неработающими ГЦНА, измерить разворот и выбег ГЦНА при различных состояниях РУ, измерять расход естественной циркуляции при неработающих ГЦНА.

Измерения расходов на питательном тракте позволяет уточнить характеристики расходомерных шайб для различных состояний энергоблока (при разной мощности, с включенными или отключенными группами ПВД), а там где нет расходомерных устройств (например, на напоре КГТН) провести измерения.

Уточнение напорно-расходных характеристик ГЦНА, коэффициентов гидросопротивления, расходов питательной воды увеличивает точность расчета тепловой мощности РУ и позволяет поддерживать ее выше в пределах определенных УДЛ, соответственно увеличить выработку электроэнергии.

После выполнения необходимых НИОКР возможен выбор места для стационарной установки УЗР и внесения соответствующих изменений в проект на действующих АЭС. После выполнения НИОКР на действующих АЭС можно определить места установки УЗР при проектировании новых АЭС.

Использование накладных ультразвуковых волноводов, УЗД и наличие стандартных выходов 4-20 мА на приборе существенно упрощают интеграцию УЗР в штатные измерительные системы.

Список литературы

1. 320.00.00.00.000ПМ1. ГКАЭ ОКБ «Гидропресс», г. Подольск, 1983г. Установка реакторная В-320. Программа и методика испытаний. Часть 2. Теплогидравлические испытания.

2. В.А. Терешонок, В.А. Питилимов, В.С. Степанов. Методика измерения расходов теплоносителя в петлях ГЦК и через реактор в переходных режимах при отключении ГЦН. ВНИИАЭС, Москва, Россия.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ НА ВХОДЕ В АКТИВНУЮ ЗОНУ И ЕГО ПЕРЕМЕШИВАНИЯ В КОРПУСЕ РЕАКТОРА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЙ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГОБЛОКОВ С ВВЭР-1000

Саунин Ю.В., Добротворский А.Н., Семенихин А.В.
ОАО «Атомтехэнерго», Нововоронежский филиал «Нововоронежатомтехэнерго», г. Нововоронеж

Введение

Начиная с ввода в эксплуатацию энергоблока №1 Тяньваньской АЭС (ТАЭС) специалисты «Нововоронежатомтехэнерго» (НВАТЭ) выполняют комплекс натурных испытаний для исследования распределений температуры теплоносителя (определение температур-

ных полей) на входе в активную зону. Этот комплекс испытаний представляет собой работы по созданию режимов с существенной разницей в температурах холодных ниток петель 1-го контура в различных эксплуатационных состояниях по количеству и сочетанию работающих главных циркуляционных насосов (ГЦН) на этапах холодно-горячей обкатки (ХГО) и физического пуска (ФП). Полученные экспериментальные данные обрабатываются с помощью специализированного программного обеспечения [1].

Безусловная необходимость данных испытаний для повышения надежности функционирования модернизированной системы внутриреакторного контроля (СВРК) и получения опытных данных для оценок перемешивания теплоносителя в корпусе реактора была подтверждена первым опытом их проведения при вводе в эксплуатацию энергоблоков ТАЭС с реакторами ВВЭР-1000 нового поколения реакторной установки В-428 [9, 10]. Кроме этого, результаты данных испытаний могут служить для применения в расчетных теплогидравлических кодах для обоснования безопасности в реактивностных авариях, связанных с изменениями температуры теплоносителя или концентрации борной кислоты. Образование температурных полей теплоносителя на входе в активную зону непосредственно связано с темой перемешивания теплоносителя в корпусе реактора. Имеется большое количество работ по данной теме для реакторов типа ВВЭР и PWR на основе данных, полученных при экспериментах на различных стендах, например [4-6, 8], или в ходе испытаний при вводе в эксплуатацию первых энергоблоков с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000, например [2, 3 7]. Однако, результаты натурных испытаний, получаемых в последнее время при вводе в эксплуатацию новых энергоблоков с ВВЭР-1000, остаются без должного внимания. При этом следует отметить более высокую представительность этих результатов, т.к. они получены при проведении испытаний по усовершенствованным методикам с учетом накопленного практического опыта на базе современных программно-технических средств СВРК, представляющих более широкие возможности по регистрации и точности представления требуемой информации.

По результатам представляемых натурных испытаний были определены коэффициенты влияния температур холодных ниток петель 1-го контура на температуры на входе в тепловыделяющие сборки. В работе приводятся и сравниваются коэффициенты влияния, полученные авторами при вводе в эксплуатацию энергоблоков с ВВЭР-1000 в последнее время. Это энергоблоки №2 Ростовской АЭС и №4 Калининской АЭС с серийной реакторной установкой (РУ) В-320, энергоблоки №1 и №2 ТАЭС с РУ В-428 и на энергоблок №1 АЭС “Бушер” с РУ В-446. Представляются результаты применения коэффициентов влияния в эксплуатационных состояниях, когда реально возникает существенная разница в температурах холодных ниток и возникают соответствующие температурные поля. Эти результаты получены при опытно-промышленной эксплуатации энергоблока №2 РоАЭС в ходе динамических испытаний по исследованию поведения энергоблока в режимах с отключениями ГЦН и при испытаниях по определению соответствия координат внутриреакторных датчиков в СВРК их координатам в активной зоне.

Особенности методики и объема испытаний

При ранее проводимых испытаниях [2, 9] методика достижения требуемой температурной неравномерности в холодных нитках петель 1-го контура основывалась на увеличении отбора пара из одного парогенератора (ПГ) через быстродействующую редукционную установку сброса пара в атмосферу (БРУ-А) при отсеченных по пару остальных ПГ закрытием соответствующих быстродействующих запорно-отсечных клапанов (БЗОК). На энергоблоке №2 РоАЭС методика и объем проведенных испытаний были изменены с учетом рекомендаций оперативного персонала, что определилось спецификой проекта В-320 и условий эксплуатации технологического оборудования, а именно:

а) регуляторы БРУ-А не имеют перед собой отсечных клапанов как на проектах В-428 и В-446;

б) БЗОК является отдельным устройством, а не в составе парового блока как на В-428, что определяет особые требования по ревизии при определенном количестве посадок;

в) на байпасах БЗОК установлена ручная арматура, оперативное обслуживание которой представляет определенные трудности из-за сложных рабочих условий в обслуживаемом помещении (высокие температуры, вибрация, влажность);

г) отсутствуют каналы контроля с прямым измерением температуры на входе в тепловыделяющие сборки (ТВС), т.к. применяются сборки внутриреакторных детекторов (СВРД) типа КНИ без температурных датчиков, а измерение температуры теплоносителя проводится только на выходе из ТВС с помощью ТП, которые устанавливаются в сухих направляющих каналах блока защитных труб (БЗТ).

Учитывая вышеуказанные обстоятельства, а также и из-за экономических соображений (сокращение безвозвратных потерь пара и, соответственно, химобессоленной воды), было решено выполнить испытания путем снижения температуры холодной нитки выбранной петли за счет увеличения подачи питательной воды в ПГ по следующему алгоритму выполнения основных технологических операций:

1) Закрыть 3 из 4-х БЗОК оставляя один паропровод связанным с главным паровым коллектором (ГПК), чтобы исключить длительные операции по выравниванию давлений до и после БЗОК, а также снизить количество трудоемких и длительных переключений на ручной арматуре;

2) Для начала захолаживания требуемой петли регулятор уровня в ПГ этой петли поставить в положение «снять с автомата», открыть или увеличить подачу питательной воды на этот ПГ от вспомогательного питательного насоса (ВПЭН) расходом 80-150 т/ч в зависимости от числа работающих ГЦН, а подачу питательной воды на остальные ПГ прекратить;

3) Для уменьшения скорости роста уровня в выбранном ПГ максимально открыть продувку этого ПГ, а продувку остальных ПГ максимально уменьшить.

По сравнению с объемом аналогичных испытаний, выполненных при вводе в эксплуатацию других энергоблоков, на энергоблоке №2 Ростовской АЭС на этапе ХГО впервые были выполнены испытания по определению температурного поля на входе в активную зону для режима работы РУ с 2-мя ГЦН во всех сочетаниях. Кроме этого, для повышения представительности результа-

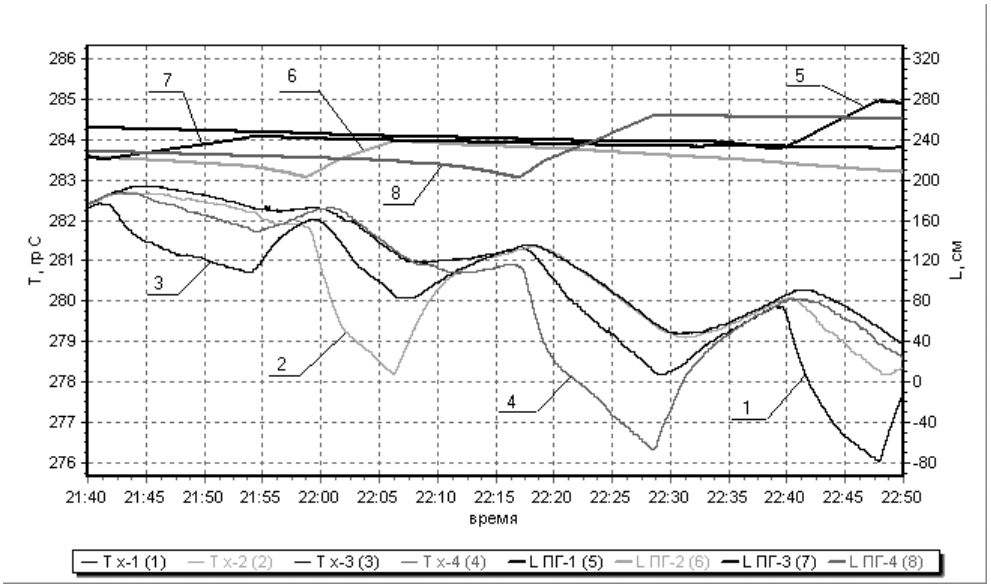


Рис. 1. Изменение температур холодных ниток и уровней в ПГ при последовательном расхолаживании петель в режиме работы РУ с 4-мя ГЦН. Энергоблок №2, Ростовская АЭС

тов испытаний в основном эксплуатационном режиме работы РУ с 4-мя ГЦН, испытания в этом режиме работы были выполнены на этапе ХГО и на этапе ФП.

Подтверждением работоспособности и правильности выбранной методики проведения испытаний служит рисунок 1, показывающий поведение ряда параметров в процессе поочередного расхолаживания петель в режиме работы РУ с 4-мя ГЦН. На рисунке 1 приведены изменения температур холодных ниток и уровней в ПГ. Характер изменения параметров при данной методике соответствовал характеру поведения параметров при методике расхолаживаний посредством сброса пара через БРУ-А, которая применялась при испытаниях на энергоблоках №1, 2 Тяньваньской АЭС [9, 10].

По рисунку 1 видно, что через 2 минуты после начала расхолаживания появляется перегиб в изменении температуры расхолаживаемой петли, который зависит от прекращения снижения давления пара в ПГ. Наиболее вероятное объяснение данного явления – это работа регулятора давления в деаэраторе турбинного отделения, влияющая на давление и температуру питательной воды. Также хорошо видно, что скорость изменения температуры холодных ниток зависит от расхода подачи питательной воды от ВПЭН. Именно поэтому при расхолаживании петли 3 была меньшая глубина изменения температуры в холодной нитке петли 3 или недостаточный расход питательной воды. Поскольку это было самое первое расхолаживание, то, можно сказать, что в данном случае проводилось опробование выбранной новой методики расхолаживания с необходимым консерватизмом. При этом стоит отметить, что даже такая небольшая разница температуры расхолаживаемой петли от остальных (~1°С) оказалась в конечном итоге достаточной для расчета искомых коэффициентов влияния.

Результаты испытаний. На рисунке 2 приведены результаты испытаний (картограммы с распределением коэффициентов влияния) в режиме работы РУ с 4-мя ГЦН на этапах ХГО и ФП энергоблока №2 РоАЭС. На этом рисунке и далее: красный цвет – расхолаживаемая петля с работающим ГЦН, синий цвет – петля с ра-

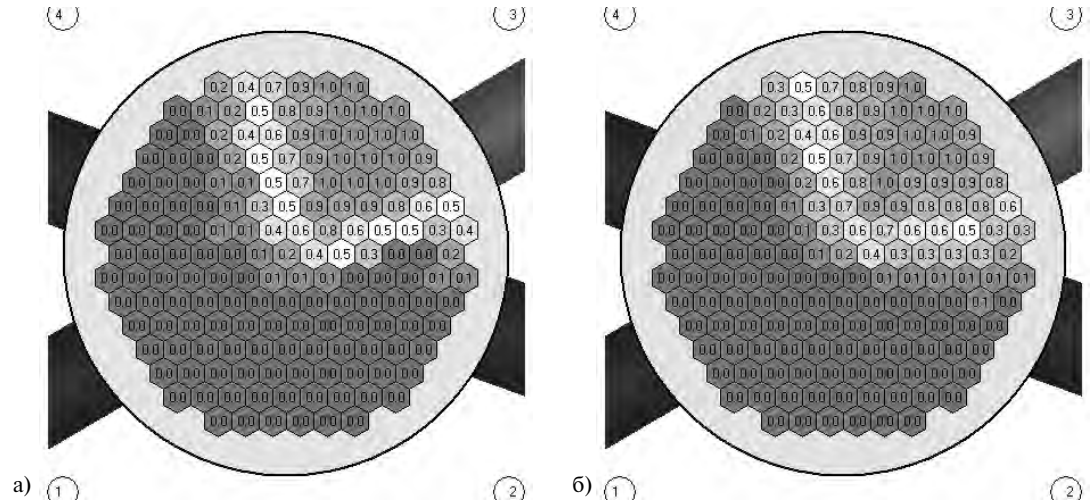


Рис. 2. Распределения коэффициентов влияния для петли №3 в режиме работы РУ с 4-мя ГЦН на этапе ХГО (а) и на этапе ФП (б). Энергоблок №2, Ростовская АЭС

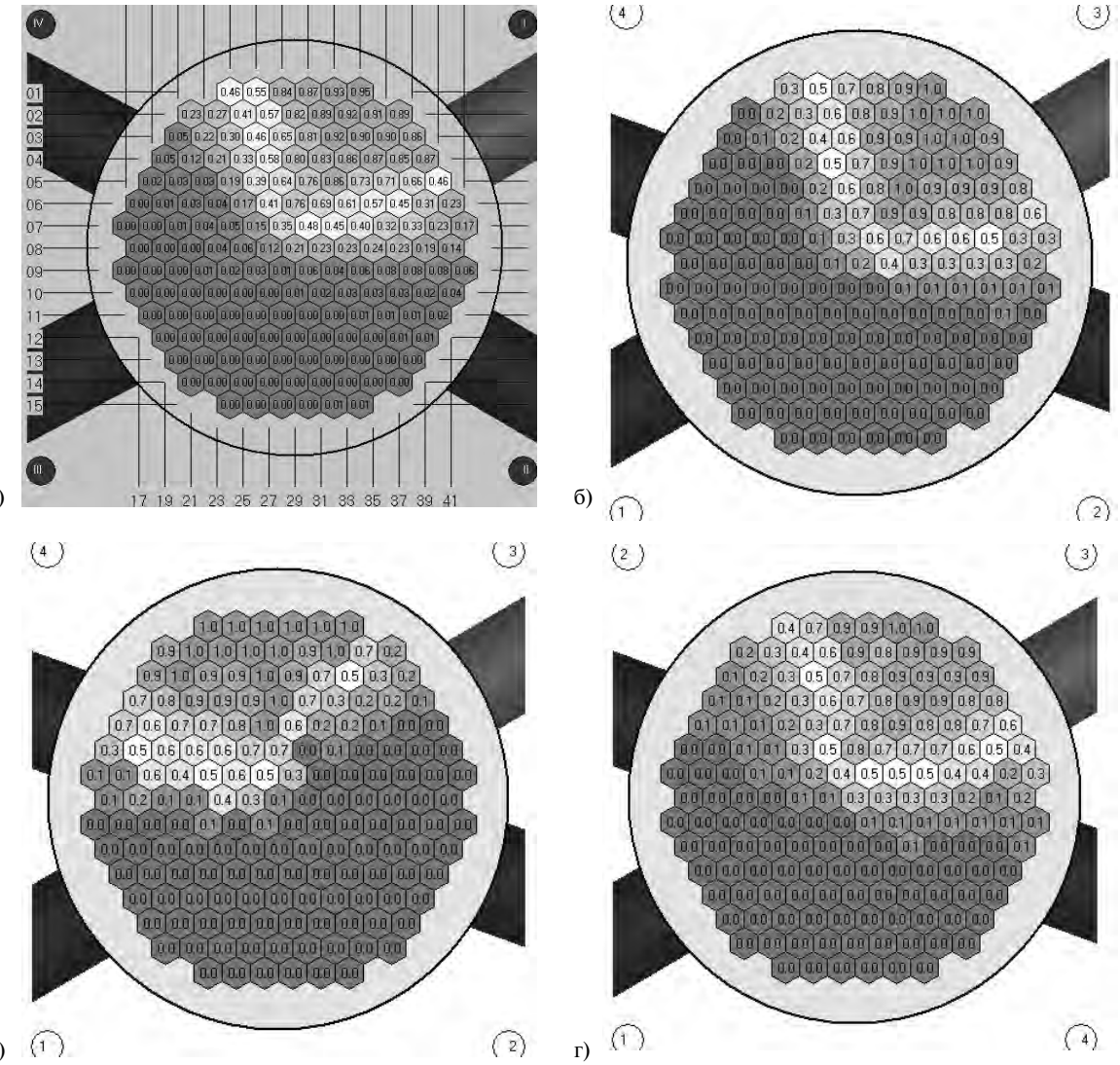


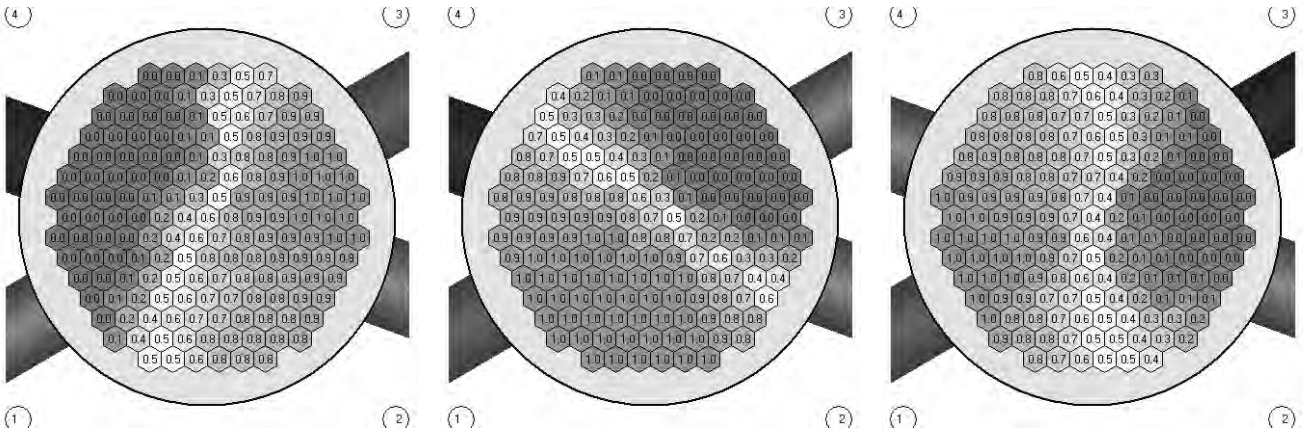
Рис. 3. Распределения коэффициентов влияния одной и той же петли для энергоблоков №1 ТАЭС (а), №2 РоАЭС (б), №4 КлнАЭС (в) и №1 АЭС “Бушер” (г) для режима работы с 4-мя ГЦН

ботающим ГЦН, серый цвет – петля с неработающим ГЦН. Как видно из этого рисунка наблюдается хорошее совпадение показанных распределений (точность определения коэффициентов влияния 0,1). Следовательно, можно сделать вывод, что ввиду большого общего объема данных испытаний (4 расхолаживания для режима работы с 4-мя ГЦН, 12 расхолаживаний для режимов работы с 3-мя ГЦН и 12 расхолаживаний для режимов работы с 2-мя ГЦН), испытания для одного режима работы РУ достаточно проводить только на одном этапе.

Отмеченной с первых испытаний характерной особенностью реакторов ВВЭР-1000 является наличие смещения потока теплоносителя на входе в активную зону против часовой стрелки относительно оси петли, из которой этот поток поступает в корпус реактора. На рисунке 3 приведены картограммы коэффициентов влияния для одинаковой по расположению петли в режиме работы РУ с 4-мя ГЦН на энергоблоках №1 ТАЭС, №2 РоАЭС, №4 КлнАЭС и №1 АЭС “Бушер”. По данному рисунку видно, что наибольший поворот потока против часовой стрелки на энергоблоке №4 Клн АЭС, что приводит к лучшему межпетлевому перемешиванию. Картограммы с распределениями для РоАЭС и АЭС «Бушер» практически идентичны, за исключением того, что наблюдается более заметная размытость эпицентра для РУ В-446 на АЭС “Бушер”.

По результатам определения температурного поля на входе в активную зону для режимов работы РУ с 2-мя ГЦН (см. рис. 4) можно отметить возникающее разделение поля на 2 области со следующими особенностями:

- в режимах с ГЦН, работающими на противоположных петлях (1, 3 и 2, 4 в нумерации для РоАЭС), и в режимах с ГЦН, работающими на смежных петлях с большим углом между ними (1, 2 и 3, 4 в нумерации для РоАЭС), поле делится таким образом, что влияние выделенной петли распространяется на свою область и область смежной петли по малому углу (5а, 5в);
- в режимах с ГЦН, работающими на смежных петлях с малым углом между ними (1, 4 и 2, 3) поле делится таким образом, что влияние выделенной петли распространяется на свою область и область смежной петли против хода часовой стрелки, а другая петля с работающим ГЦН влияет на область отключенных петель (5б);
- за исключением узкой полосы по границе разделения потоков, теплоноситель из работающих петель практически не смешивается.



а) б) в)

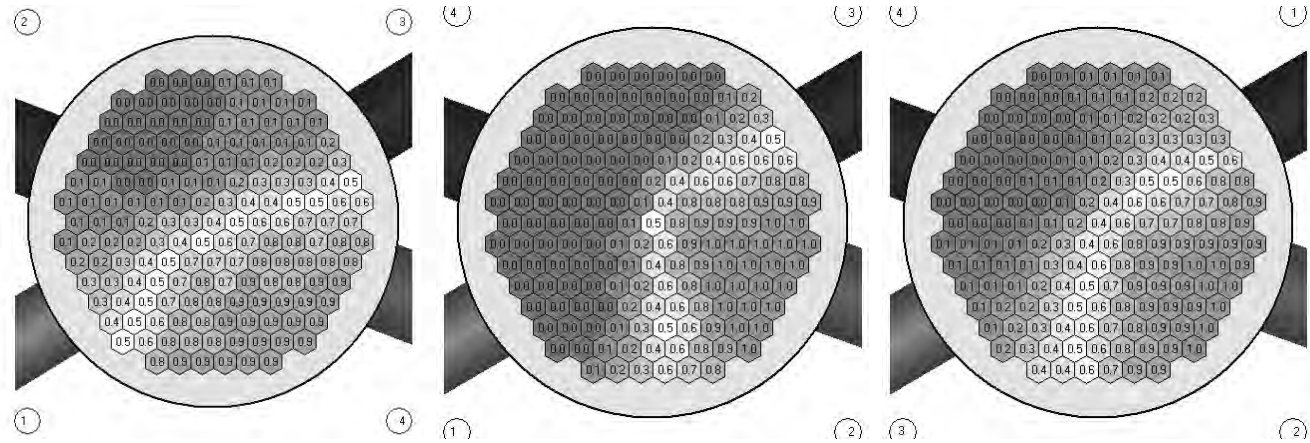
Рис. 4. Распределения коэффициентов влияния на входе в активную зону в режимах работы с 2-мя ГЦН (а – в работе ГЦН на противоположных петлях, б – в работе ГЦН на смежных петлях с малым углом между ними, в - в работе ГЦН на смежных петлях с большим углом между ними). Энергоблок №2 РоАЭС

В режимах работы РУ с 3-мя ГЦН наибольший интерес представляют распределения коэффициентов влияния петель смежных с неработающей петлей. На рисунках 5-8 показаны распределения коэффициентов влияния одной из петель смежных с неработающей петлей по большому и малому углу при всех режимах работы РУ с 3-мя ГЦН на энергоблоке №1 ТАЭС, энергоблоке №2 РоАЭС и энергоблоке №1 АЭС «Бушер». По рисункам 5 и 7 можно отметить, что наблюдается совпадение областей влияния смежных петель с нерабочей петлей по большому углу с поправкой на то, что для ТАЭС характерно более широкое пятно с эпицентром. Эта особенность, возможно, связана со способом расчета коэффициентов в ТВС без ТП, а именно, учетом значений во втором радиусе вокруг искомой ТВС. Для АЭС "Бушер" в этих случаях заметно более сильное влияние отключенных петель, т.е. теплоноситель больше выходит в область рядом с отключенной петлей.

Что касается коэффициентов влияния (в режимах работы с 3-мя ГЦН) петель смежных с нерабочей петлей по малому углу то заметно (см. рис. 6 и 8), что совпадения характера распределений на разных энергоблоках не наблюдается. Так, если на РоАЭС отклик идет в сторону отключенной петли, то для ТАЭС отклик идет против часовой стрелки. В случае с АЭС «Бушер» ситуация двояка: в первом случае, поведение аналогично тому, что зафиксировано на ТАЭС, а во втором – тому, что зафиксировано на РоАЭС. Чтобы определить причины таких расхождений (связано ли это с характеристиками ГЦН, с наличием перемешивания теплоносителя на тракте от входа до выхода из активной зоны, гидравликой опускного тракта и т.п.) необходимо накопление еще большего количества опытных данных по исследованию температурных полей для режима работы РУ с 3-мя ГЦН.

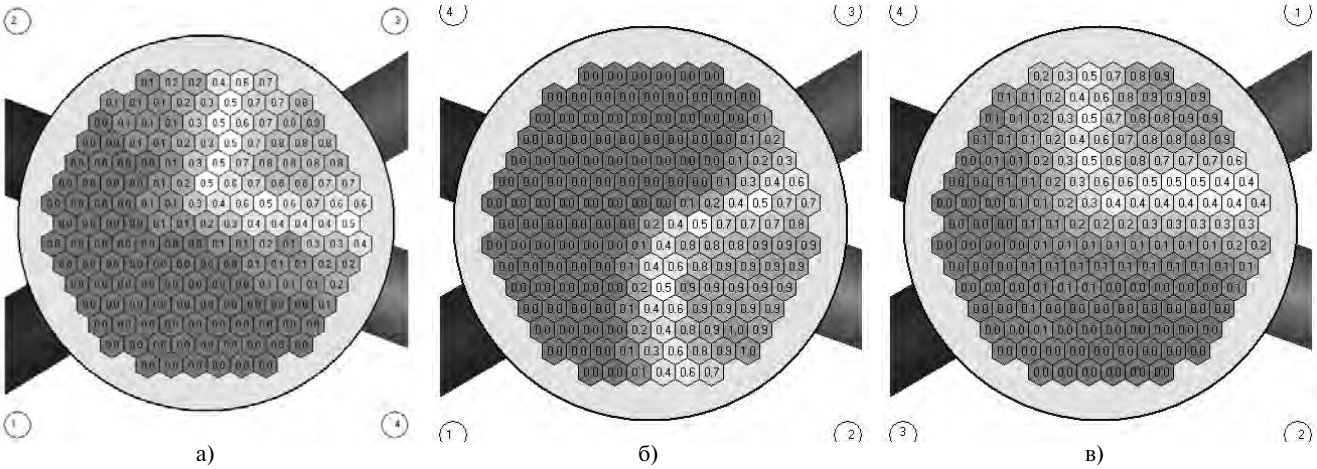
Применение результатов испытаний

Необходимость применения коэффициентов влияния в ходе промышленной эксплуатации определяется большой вероятностью возникновения состояний с существенной разницей в температурах холодных ниток. На рисунке 9 приведено температурное поле (учтены коэффициенты влияния) на входе в активную зону, которое образовалось при опускании ОР СУЗ 05-22 до положения 20 % от низа активной зоны при проведении испытания СВРК по проверке соответствия координат датчиков ТК и ЭВ. Из рисунка видно, что разброс температур в петлях находится в пределах 1,2 °С для мощности 40 % Nном при которой проводилось испытание. Отсюда следует, что в случае падения или застревания ОР СУЗ на номинальном уровне мощности разброс в температурах может достигать уже 3,0 °С.



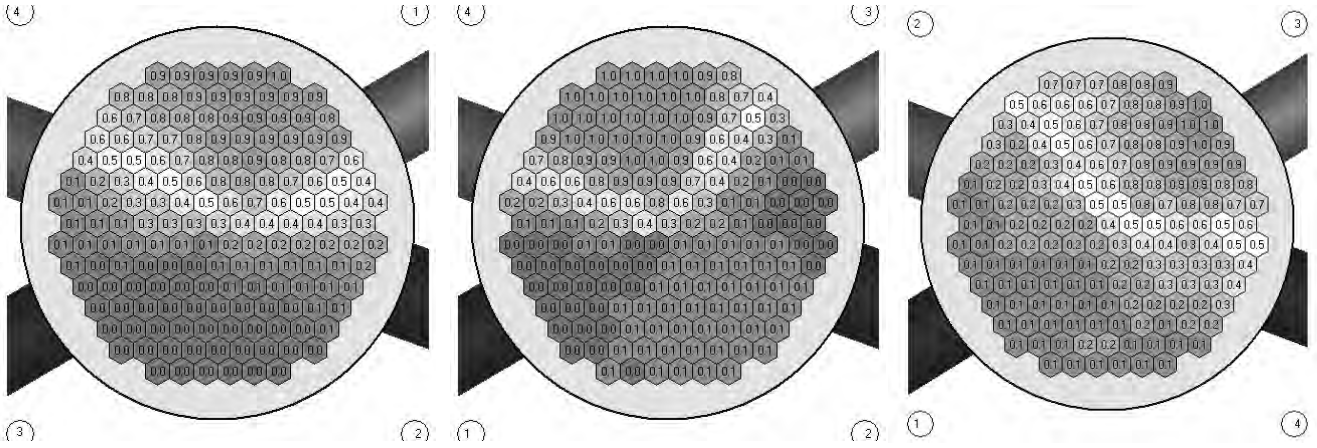
а) б) в)

Рис. 5. Распределения коэффициентов влияния в режиме работы РУ с ГЦН-1, 2, 4 (в нумерации РоАЭС). Энергоблок №1 ТАЭС (а), энергоблок №2 РоАЭС (б) и энергоблок №1 АЭС "Бушер" (в)



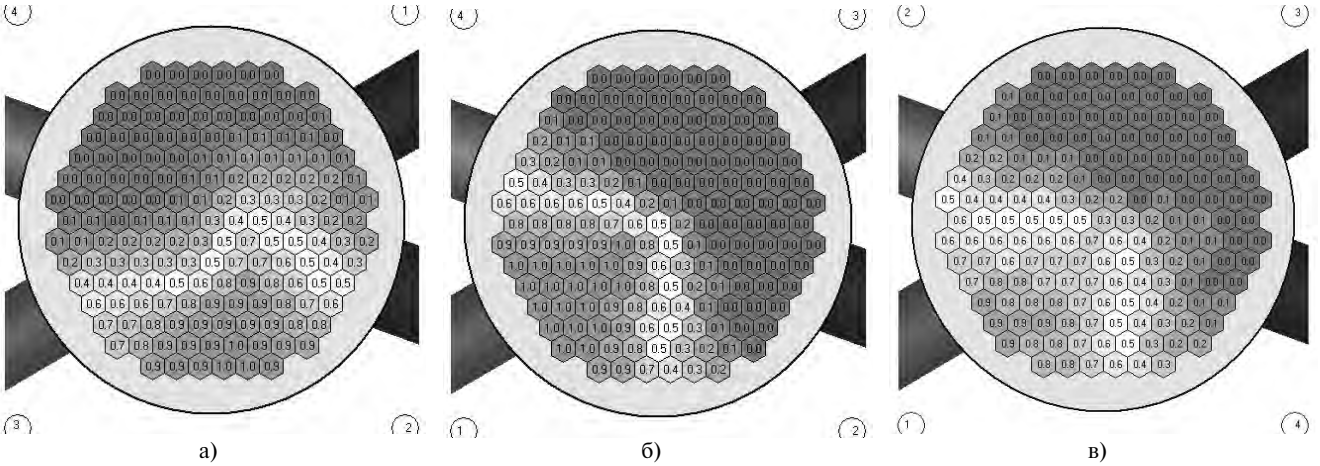
а) б) в)

Рис. 6. Распределения коэффициентов влияния в режиме работы РУ с ГЦН-1, 3, 4 (в нумерации РоАЭС). Энергоблок №1 ТАЭС (а), энергоблок №2 РоАЭС (б) и энергоблок №1 АЭС “Бушер” (в)



а) б) в)

Рис. 7. Распределения коэффициентов влияния в режиме работы РУ с ГЦН-2, 3, 4 (в нумерации РоАЭС). Энергоблок №1 ТАЭС (а), энергоблок №2 РоАЭС (б) и энергоблок №1 АЭС “Бушер” (в)



а) б) в)

Рис. 8. Распределения коэффициентов влияния в режиме работы РУ с ГЦН-1, 2, 3 (в нумерации РоАЭС). Энергоблок №1 ТАЭС (а), энергоблок №2 РоАЭС (б) и энергоблок №1 АЭС “Бушер” (в)

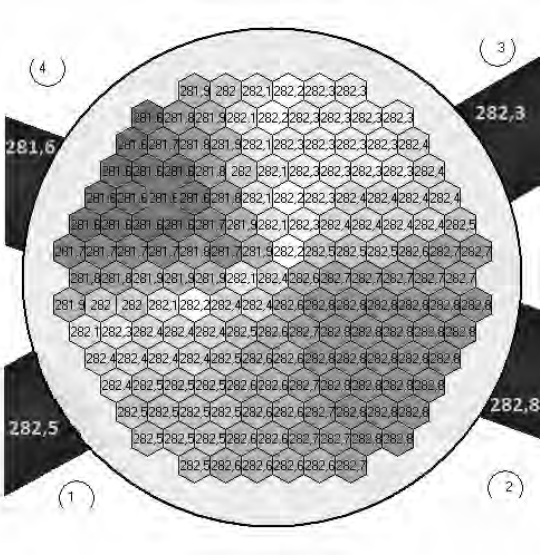


Рис. 9. Температурное поле на входе в активную зону при опускании ОР СУЗ 05-22 на уровне мощности 40 % Nном в режиме работы РУ с 4-мя ГЦН. Энергоблок №2 РоАЭС

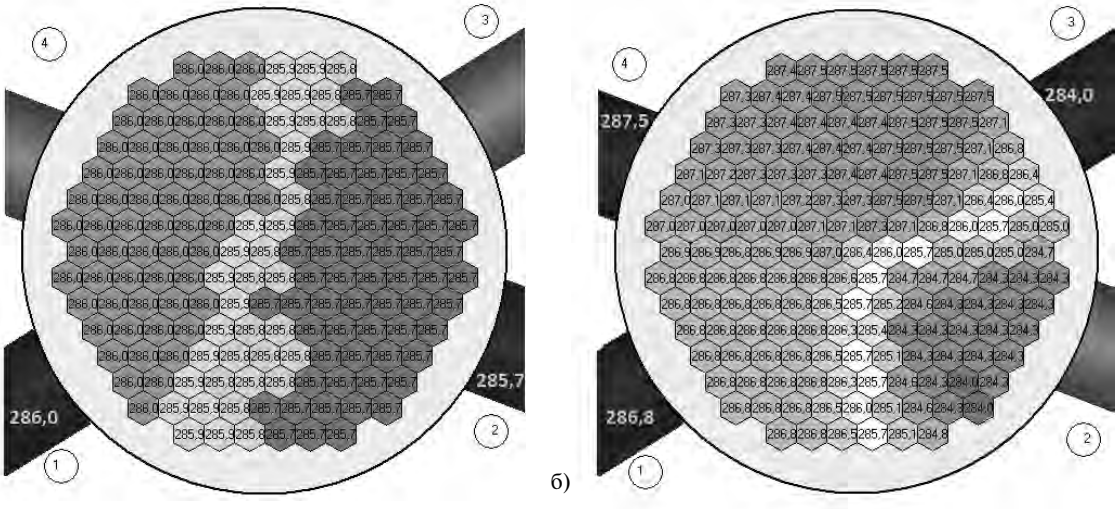
При этом, область с максимальной температурой на входе ТВС будет также иметь и максимальное энерговыделение из-за упавшего ОР СУЗ в противоположном секторе активной зоны. Соответственно, это приведет и к уменьшению запаса до кризиса теплообмена (ЗКТ), по которому СВРК формирует сигнал аварийной или предупредительной защиты. Таким образом, без учета коэффициентов влияния (если остается расчет температуры на входе в ТВС путем усреднения температур холодных ниток) в указанном состоянии существенно увеличится методическая погрешность расчета ЗКТ в неконсервативную сторону.

В качестве следующих состояний, которые характеризуются значительной разницей в температурах холодных ниток, взяты состояния при частичном количестве работающих ГЦН. На рисунке 10 приведены температурные поля (учтены коэффициенты влияния) на входе в активную зону, которые образовались в режиме работы РУ с 2-мя и 3-мя ГЦН при проведении на этапе опытно-промышленной эксплуатации испытаний по исследованию этих режимов работы.

Как видно по представленным температурным полям на рисунке 10, режим работы на 2-х ГЦН не создает критических перекосов по температуре в холодных нитках (отклонение менее 0,5 °С). Такие незначительные перекосы наблюдаются как для режимов работы с 2-мя смежными петлями, так и для режимов работы с 2-мя противоположными петлями. Таким образом, применение коэффициентов влияния для режимов работы РУ с 2-мя ГЦН существенного уточнения расчетов температур на входе в активную зону не оказывает. Исходя из этих результатов, можно считать проведение испытаний по определению температурного поля для режимов работы РУ с 2-мя ГЦН необязательным. В дальнейшем, целесообразно при пусконаладочных работах проводить аналогичные испытания для таких режимов только для головных энергоблоков.

Что касается режима работы РУ с 3-мя ГЦН, то видно, что в этом режиме возникает отклонение температуры в холодных нитках не менее 3 °С, которое, соответственно, приводит к образованию температурного поля на входе в активную зону. В качестве наглядного примера, на рисунке 11 показаны отклонения в подогревах на ТВС с измерениями температуры на выходе из ТВС без применения коэффициентов влияния по данным СВРК и с применением коэффициентов влияния при «ручном» расчете в режиме работы РУ с 3-мя ГЦН. Из рисунка видно, что в этом состоянии в секторе с отключенным ГЦН-2 подогрев на ТВС вычисляется в СВРК с недогревом (дополнительной методической погрешностью) в 2°С. Следовательно, сектор с отключенным ГЦН-2 в этом случае имеет минимальную нагрузку при минимальных расходах теплоносителя через ТВС, что приводит к завышенным значениям ЗКТ в секторе 2.

Такие результаты позволяют говорить о том, что испытания для режима работы РУ с 3-мя ГЦН необходимо проводить обязательно при вводе в эксплуатацию любого энергоблока, а также и при замене выемных частей ГЦН в ходе промышленной эксплуатации.



а) б)

Рис. 10. Температурное поле на входе в активную зону в режиме работы РУ с 2-мя (а) и 3-мя (б) ГЦН. Энергоблок №2 РоАЭС.

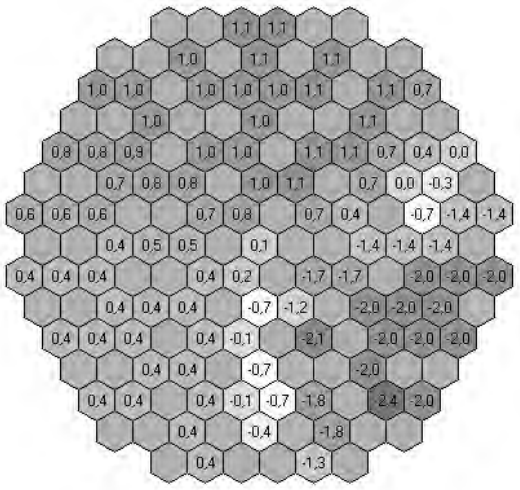


Рис. 11. Отклонения подогревов в ТВС без применения коэффициентов влияния и с применением коэффициентов влияния в режиме работы с 3-мя ГЦН. Энергоблок №2 РоАЭС

Выводы

1. Проведенное исследование при вводе в эксплуатацию энергоблоков с ВВЭР-1000 разных и одинаковых проектов показывает, что имеется большая вероятность возникновения ряда реальных эксплуатационных состояний с существенной (до 2 - 3°С) разницей в температурах холодных ниток петель 1-го контура и образования температурных полей на входе в активную зону. Применяемый в СВРК алгоритм расчета температурного поля на входе в активную зону с использованием получаемых при соответствующих испытаниях коэффициентов влияния холодных ниток петель 1-го контура является необходимым условием адекватного отражения состояния активной зоны и надежности выполнения защитных функций по локальным внутриреакторным параметрам в любых возможных эксплуатационных состояниях. Это становится еще более актуально в связи с первым опытом применения на энергоблоках ТАЭС и АЭС "Бушер" (проекты В-428, В-446) СВРД типа КНИТ, имеющих термопары для контроля температур на входе в ТВС. Этот опыт показывает, что существуют проблемы с представительностью информации по этим термопарам и невозможностью их прямого использования из-за конструктивных особенностей [11, 12], которые, как известно, сохранятся и в новых проектах с ВВЭР-1200.

2. Для понимания и оценки возможности формализации явлений и условий, влияющих на образование температурных полей на входе в активную зону ВВЭР, необходимы дальнейшие аналогичные исследования при вводе в эксплуатацию новых энергоблоков, а также, возможно, и на эксплуатируемых энергоблоках после проведении модернизаций для увеличения установленной мощности и продления сроков эксплуатации. В дальнейшем, количество исследуемых режимов для головных и последующих энергоблоков будет определяться либо наличием уже полученных ранее экспериментальных данных, либо степенью исследованности и возможностью применения новых расчетных моделей.

3. Полученные результаты могут служить дополнительным материалом для использования в расчетах по обоснованию безопасности энергоблоков с ВВЭР и PWR при реактивностных авариях и аварийных ситуациях, которые связаны с изменением температуры и концентрации борной кислоты в 1-м контуре. Полученный в ходе выполнения опыт полезен также для отработки методик по испытаниям новых систем безопасности с пассивным принципом работы, обеспечивающих ввод борной кислоты при запроектных авариях.

Список литературы

1. А.В.Семенихин, А.Н. Добротворский, Ю.В. Саунин. Термополе – программа расчета температурного поля на входе в активную зону реактора типа ВВЭР. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2008613982. Федеральная служба Российской Федерации по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам.

2. С.А Цимбалов, А.В. Крайко. Температурное поле в теплоносителе на входе в активную зону ВВЭР-440. Атомная энергия, т.52, вып.5, 1982.

3. Michael Böttcher. Detailed CFX-5 study of the coolant mixing within the reactor pressure vessel of a VVER-1000 reactor during a non-symmetrical heat-up test. Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Reaktorsicherheit.

4. M.Prosicky, P.Zacha. Modelling of temperature field in a reactor vessel downcomer during transients. Transactions of the 17-th International conference on structural mechanics in reactor technology (SMiRT 17), Prague, Chech Republic, 2003.

5. Е.А. Лисенков, Ю.А. Безруков, А.В. Селезнев и др. Исследование перемешивание теплоносителя в реакторе ВВЭР-1000. Труды 6-й международной научно-технической конференции "Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР", г. Подольск, 2009.

6. М.А.Быков, Е.А.Лисенков, Ю.В.Беляев и др. Верификация модели перемешивания теплоносителя в корпусе реактора по результатам экспериментов на 4-х петлевом стенде ФГУП ОКБ "Гидропресс". Труды 5-й международной научно-технической конференции "Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР", г. Подольск, 2007.

7. Ю.А. Безруков, Ю.Г. Драгунов, С.А. Логвинов, Ульяновский В.Н. Исследование перемешивания потоков теплоносителя в активной зоне в корпусе ВВЭР. Атомная энергия, т.96, вып.6, 2004

8. Y.S. Choi, G.C. Park. A study on the coolant mixing phenomena in the reactor lower plenum. Journal of the Korean Nuclear Society. Vol.29, No.3, pp. 186-195, June 1997.

9. Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин. Исследование температуры теплоносителя на входе в активную зону на примере реактора Тяньваньской АЭС (Китай). Атомная энергия, т.103, вып. 2, 2007

10. Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин. Сравнительный анализ перемешивания потоков теплоносителя в реакторе по результатам натурных испытаний при вводе в эксплуатацию энергоблоков Тяньваньской АЭС. Труды 6-й международной научно-технической конференции "Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР", г. Подольск, 2009

11. М.Г. Мительман, В.М. Троценко и др. Опыт эксплуатации каналов измерения нейтронного потока и температуры (КНИТ) на АЭС "Тяньвань". Труды 6-й международная научно-техническая конференции "Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР", г. Подольск, 2009.

12. Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин. Опыт контроля температуры теплоносителя первого контура на входе в ТВС при вводе в эксплуатацию блока №1 Тяньваньской АЭС. Труды 6-го собрания Международного симпозиума "Измерения, важные для безопасности реакторов", г. Москва, 2007

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА НЕКОТОРЫХ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ СТРАТИФИКАЦИЮ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ГОРЯЧИХ НИТКАХ ПЕТЕЛЬ 1-ГО КОНТУРА РУ С ВВЭР-1000

Саунин Ю.В., Добротворский А.Н., Семенихин А.В.
ОАО «Атомтехэнерго», Нововоронежский филиал «Нововоронежатомтехэнерго», г. Нововоронеж

Введение

Опыт проведения пусконаладочных работ и эксплуатации на энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000 разных проектов (В-320, В-428, В-446) показывает, что в горячих нитках петель 1-го контура в местах расположения термодатчиков наблюдается существенная температурная стратификация теплоносителя [1, 2], которая связана с незавершенностью процессов перемешивания потоков теплоносителя, выходящих из активной зоны с разной температурой. В связи с данным явлением можно говорить о наличии дополнительной неучтенной систематической погрешности каналов температурного контроля теплоносителя в горячих нитках. В конечном итоге, из-за наблюдаемой тем стратификации в системе внутриреакторного контроля (СВРК) с большей погрешностью определяется и контролируется мощность реактора по параметрам 1-го контура, а также один из основных контролируемых оперативным персоналом параметров - средневзвешенная мощность реактора.

Несмотря на то, что о температурной стратификации теплоносителя стало известно фактически с момента ввода первых энергоблоков проекта В-320, систематизированный анализ экспериментальных данных по всем энергоблокам с целью выявления возможных зависимостей и закономерностей практически не выполнялся. На эксплуатируемых энергоблоках сопровождающий персонал либо совсем не проводит коррекцию показаний термодатчиков в СВРК в связи с температурной стратификацией теплоносителя, либо коррекция проводится эпизодически путем введения дополнительных поправок в зависимости от конкретных соотношений мощностей при сведении тепловых балансов.

Явление температурной стратификации теплоносителя в горячих нитках наблюдается и на зарубежных энергоблоках с реакторами типа PWR. При этом исследованию данного явления за рубежом, как на стендах и экспериментальных установках, так и с помощью теплогидравлических кодов уделяется существенное внимание [3, 4]. Все это свидетельствует об актуальности этого вопроса и необходимости более глубокого исследования данного явления, в том числе и на основе данных натурных испытаний на энергоблоках с ВВЭР, проводимых при вводе энергоблоков в эксплуатацию.

С целью оценок возможных факторов, влияющих на температурную стратификацию, авторами сделана первая попытка системного анализа опытных данных по температурам теплоносителя на выходе из активной зоны и в горячих нитках петель 1-го контура, полученных на нескольких энергоблоках с ВВЭР-1000 разных проектов. Для анализа используются данные, полученные авторами при проверках соответствия координат внутриреакторных датчиков в активной зоне и на средствах отображения информации СВРК на энергоблоках №1 и №2 Тяньваньской АЭС (проект В-428), энергоблоке №1 АЭС Бушер (проект В-446), энергоблоке № 2 Ростовской АЭС и энергоблоке №4 Калининской АЭС (проект В-320). Такие проверки входят в состав комплексных испытаний СВРК, проводимых при вводе энергоблоков в эксплуатацию [5], и поэтому дополнительных затрат для получения опытных данных не потребовалось.

Методика анализа

Температурная стратификация теплоносителя в горячих нитках 1-го контура на практике проявляется в существенной разности показаний разных температурных датчиков, которые, исходя из проектных особенностей, располагают по периметру сечения трубопровода главного циркуляционного контура (ГЦК) в нескольких сечениях.

На примере энергоблока №3 Калининской АЭС на рис. 1 показано как на данном энергоблоке располагаются термодатчики в трубопроводах ГЦК. Для этого же энергоблока на рис. 2, 3 представлены отклонения показаний термодатчиков в горячих нитках на этапе энергетического пуска при освоении номинального уровня мощности и изменения показаний термодатчиков во 2-й петле в течение 3-й кампании также при номинальном уровне мощности. На представленных примерах видно, что для каждой петли различия в показаниях имеют свои особенности. Максимальная разница в температуре теплоносителя в одной и той же нитке по разным каналам контроля достигает 5 ^{o}C. По опытным данным [1, 6] также отмечается, что различия в показаниях разных термодатчиков зависят от уровня мощности и от характера неравномерности распределения энерговыделения по радиусу активной зоны (радиального офсета).

Исходя из наблюдаемых эффектов, связанных со стратификацией можно предположить, что потоки теплоносителя, нагретые до разной температуры в активной зоне в зависимости от распределения энерговыделения, поступают в горячие нитки ГЦК с разной степенью и характером перемешивания до средней температуры на выходе из активной зоны. Для исследования стратификации в горячих нитках РУ с ВВЭР большую информацию дали бы соответствующие эксперименты на стендовых установках с последующим анализом и сравнением полученных данных по теплогидравлическим кодам и натурными испытаниями, как, например, это делалось достаточно широкомасштабно для исследования и оценок перемешивания теплоносителя на входе в активную зону [7-9]. Однако, в данном случае пока приходится говорить только об анализе данных, получаемых при натурных испытаниях во время ввода энергоблоков в эксплуатацию и о методике их анализа.

После рассмотрения методик и результатов разных испытаний было принято решение об использовании и анализе результатов, получаемых при проверках соответствия координат внутриреакторных датчиков в активной зоне и на средствах отображения информации СВРК. Решение было принято исходя из того, что в ходе данных проверок реализуются множество состояний с существенными различиями по энерговыделению в локальных областях активной зоны (см. рис.4, 5). Изменение температуры на выходе из ТВС с опускаемым ОР СУЗ отличается даже от ТВС 1-го окружения в 2-3 раза. Таким образом, можно считать, что и существенное влияние на изменение распределений температуры

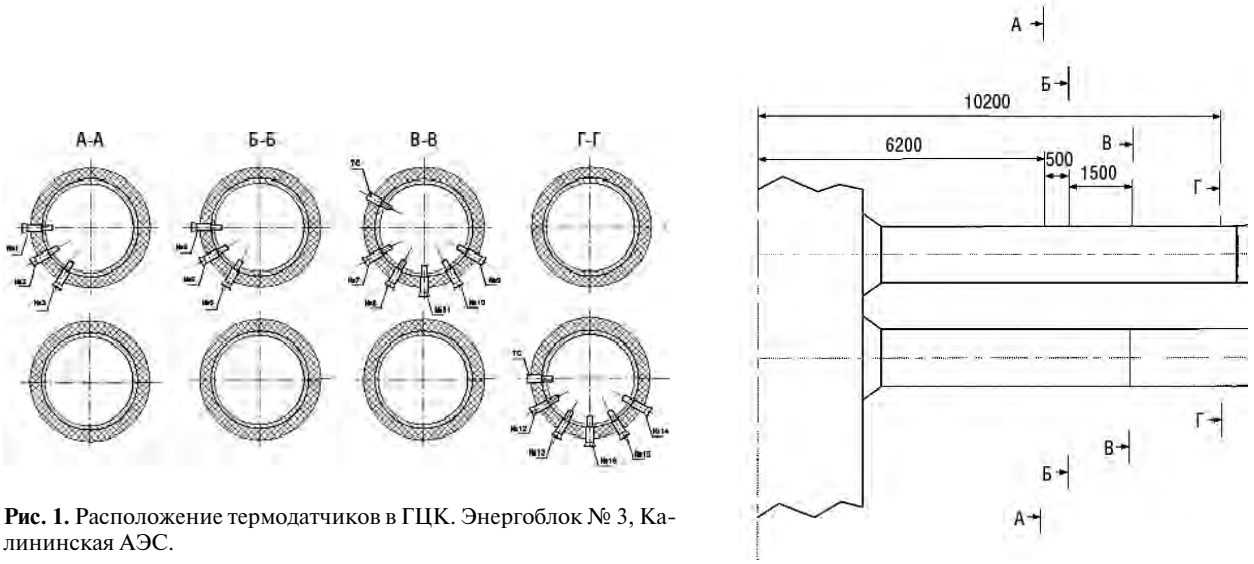


Рис. 1. Расположение термодатчиков в ГЦК. Энергоблок № 3, Калининская АЭС.

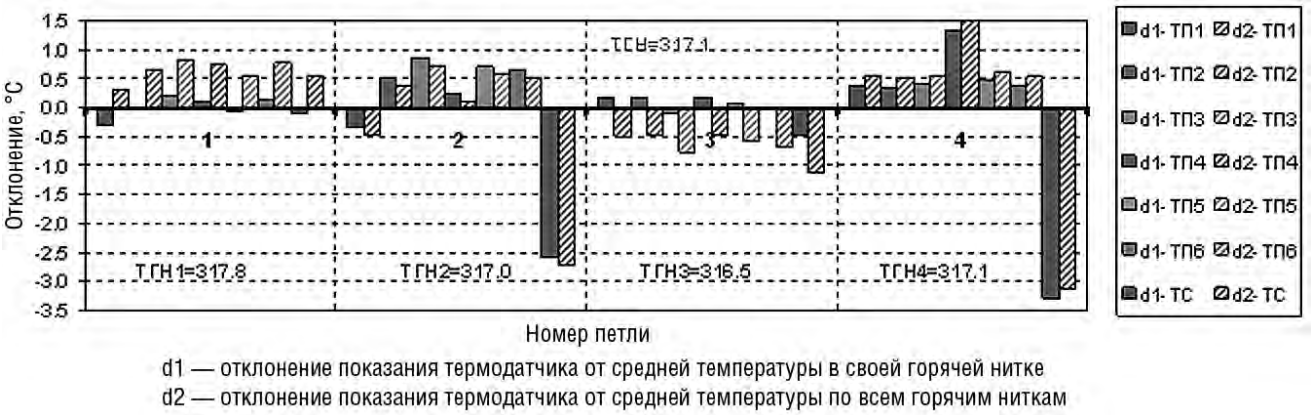


Рис. 2. Отклонения показаний температурных датчиков в горячих нитках петель 1-го контура (Э.б.№3 КлнАЭС, Энергопуск, Тэфф =102 эфф.сут., Np=100%Nном)

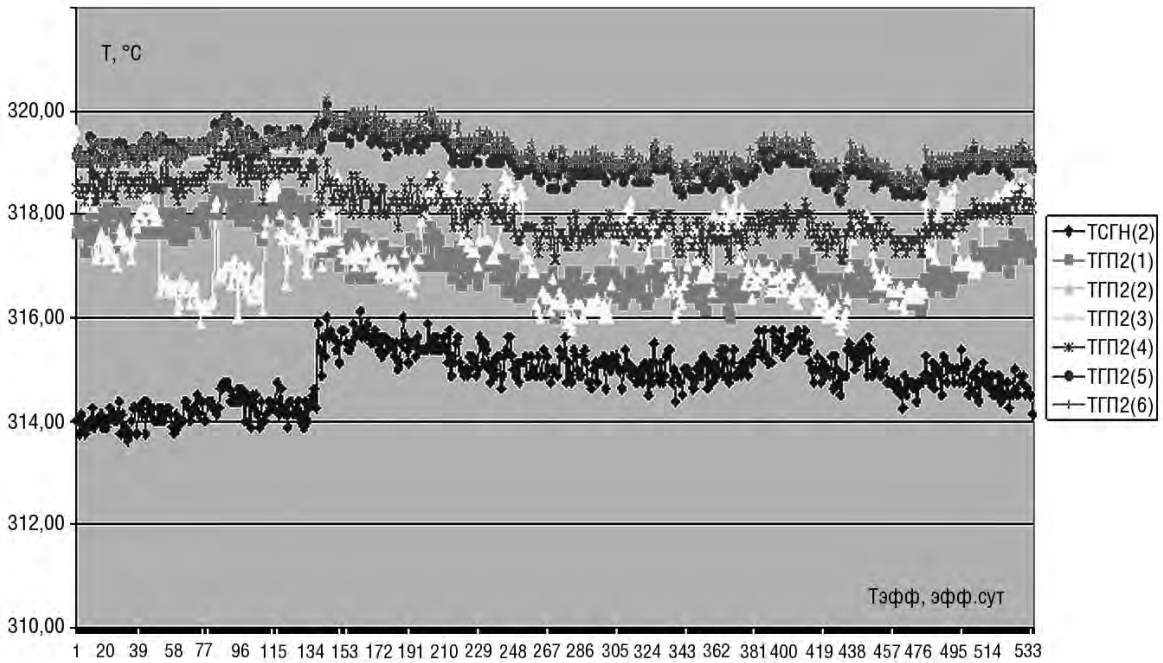


Рис. 3. Изменения показаний температурных датчиков в горячей нитке 2-й петли на номинальном уровне мощности (Э.б.№3 КлнАЭС, 3-я кампания)

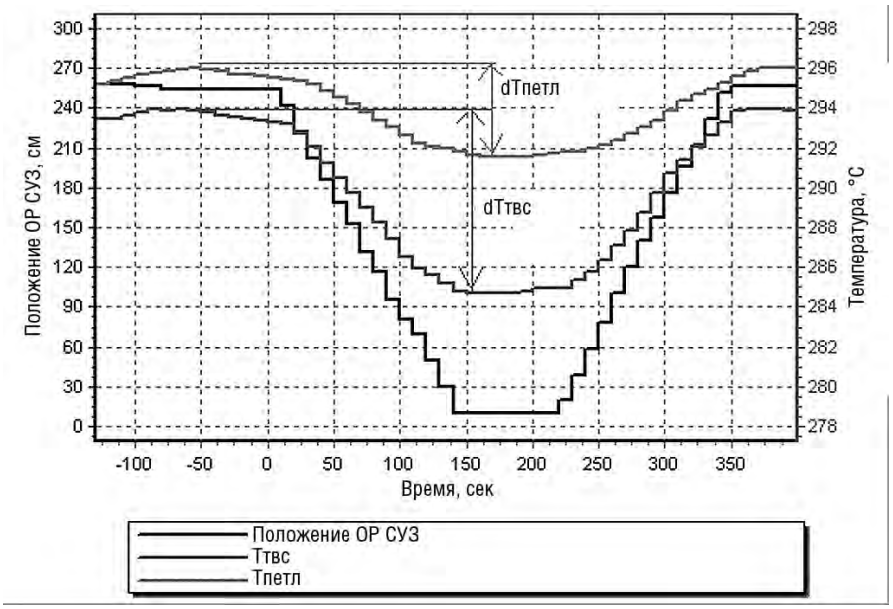


Рис. 4. Изменения температуры в ТВС с опускаемым ОР СУЗ и в горячей нитке при опускании одиночного ОР СУЗ. (Э.б.№4 КлнАЭС, Энергопуск, Тэфф =2,5 эфф.сут., Nр=40%Nном)

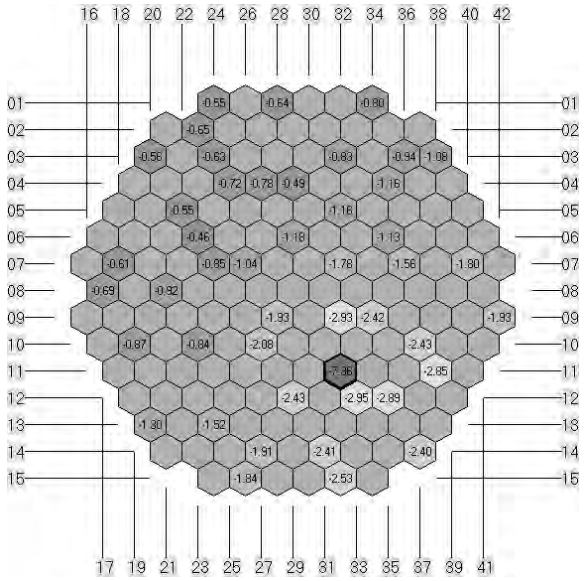


Рис. 5. Изменения температур на выходе из ТВС при опускании одиночного ОР СУЗ (Э.б.№4 КлнАЭС, Энергопуск, Тэфф =2,5 эфф.сут., Nр=40%Nном)

в горячих нитках должно оказывать именно изменение температуры на выходе из ТВС с опущенным ОР СУЗ.

В качестве количественной оценки в методике анализа определяются коэффициенты влияния (Ki) температур на выходе из активной зоны на показания температурных датчиков в горячих нитках (в дальнейшем – коэффициенты влияния). Они находятся как отношение изменения температур в конкретном датчике температуры в горячей нитке и на выходе из ТВС , которые достигаются при опускании отдельных ОР СУЗ в разных местах активной зоны.

$$K_i = \frac{\Delta T_{петл}}{\Delta T_{ТВСi}} \qquad (1)$$

где i – номер ТВС с опущенным ОР СУЗ.

Кроме этого, для обобщения данных по коэффициентам влияния, полученных по опусканиям ОР СУЗ в разных ТВС, для каждого датчика определяется положение "центр масс" ($X_{цм}$, $Y_{цм}$) коэффициентов влияния по следующим соотношениям:

$$X_{цм} = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i \cdot k_i}{\sum_{i=1}^{n} k_i}, \qquad Y_{цм} = \frac{\sum_{i=1}^{n} y_i \cdot k_i}{\sum_{i=1}^{n} k_i} \qquad (2)$$

где: x_i, y_i, k_i – условные координаты i-той ТВС в активной зоне и коэффициент влияния этой ТВС для рассматриваемого датчика; n – количество ТВС, в которых в опускались ОР СУЗ.

Результаты анализа

Рассмотрим подробно результаты расчетов на примере данных энергоблока №1 Тяньваньской АЭС. На этом энергоблоке (проект В-428) в СВРК для расчета температуры теплоносителя в нитках петель 1-го контура используются по 4 термометра сопротивления. На рисунке 5 представлены распределения температур в горячих нитках на этом блоке на этапе освоения уровня 100% от номинальной мощности.

Из этого рисунка видно, что наибольшие различия в показаниях датчиков в одной нитке составляют 2.5 ºС в петле 2 и 4. В петлях 1 и 3 можно сказать, что различия находятся в пределах погрешности используемых измерительных каналов.

Было предположено, что вышеуказанные особенности в распределениях для каждой петли должны отражаться или коррелироваться и в распределениях коэффициентов влияния и положением их центров масс. На рисунках 6, 7, 8 и 9 представлены по 4 картограммы, которые показывают распределение по активной зоне коэффициентов влияния для каждого датчика в соответствующей петле с указанием положения центра масс.

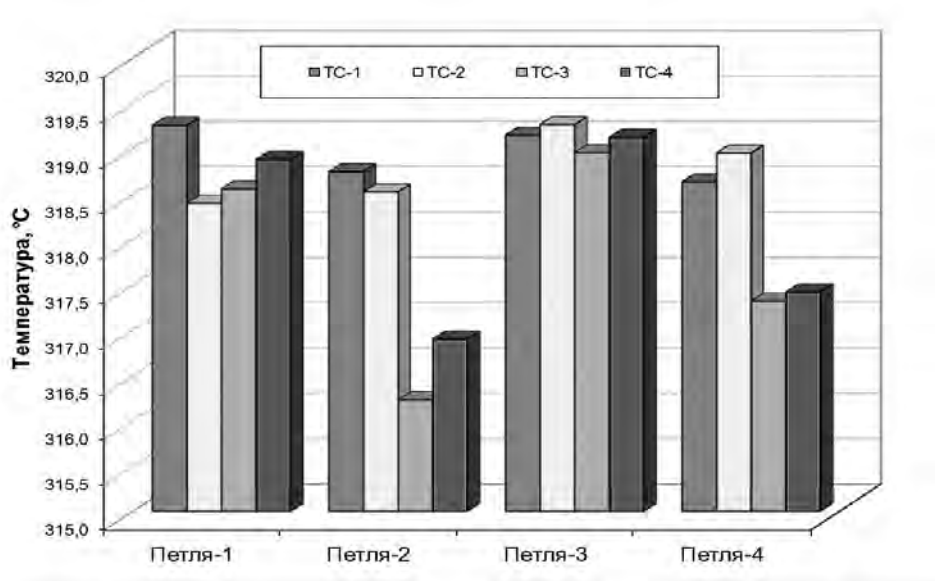


Рис. 6. Распределение температур в горячих нитках. (Э.б. №1, Тяньваньская АЭС, Np=100% Nном)

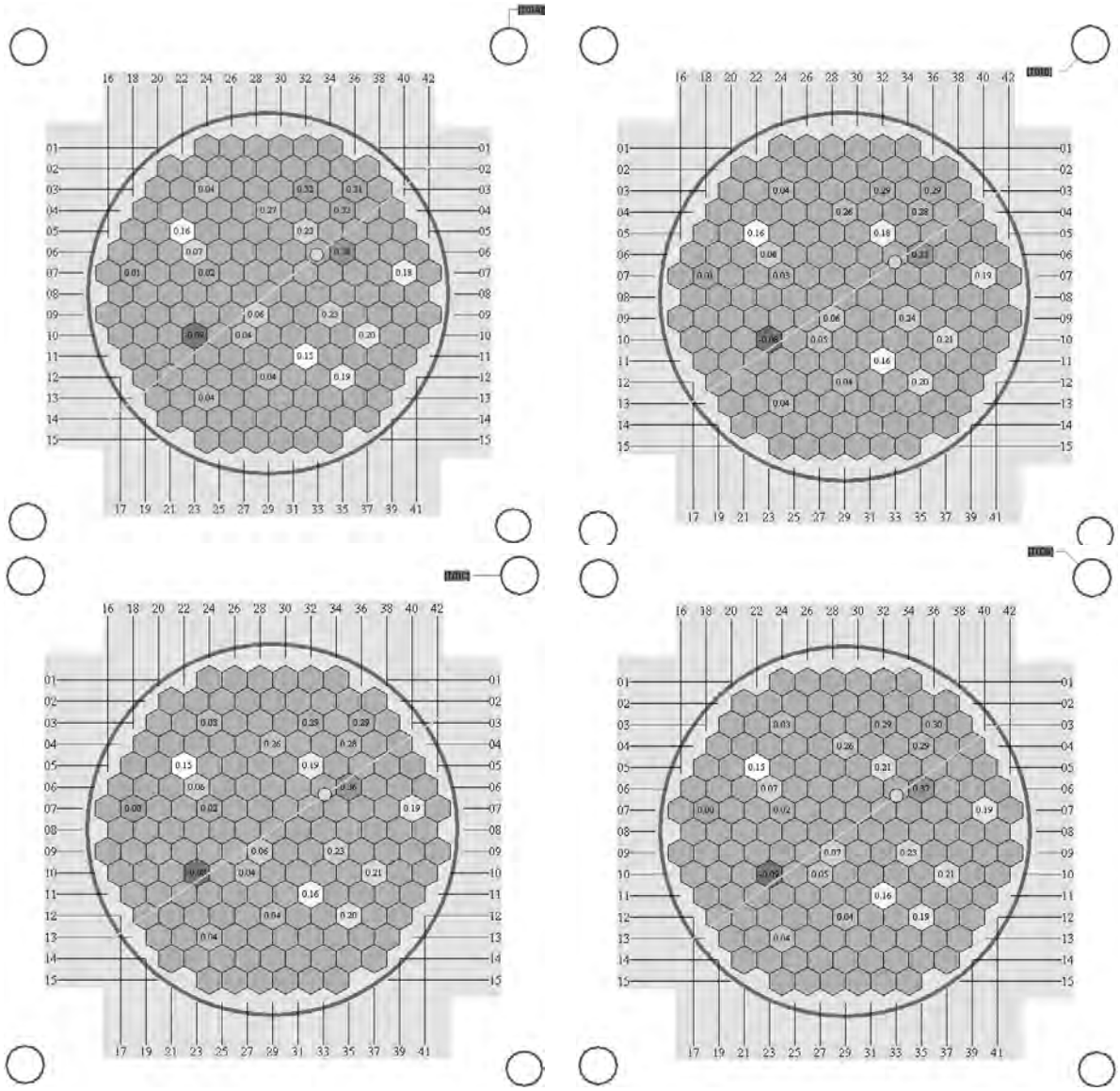


Рис. 7. Картограммы распределения коэффициентов влияния для разных термодатчиков СВРК в горячей нитке петли №1 (Э.б. №1, Тяньваньская АЭС)

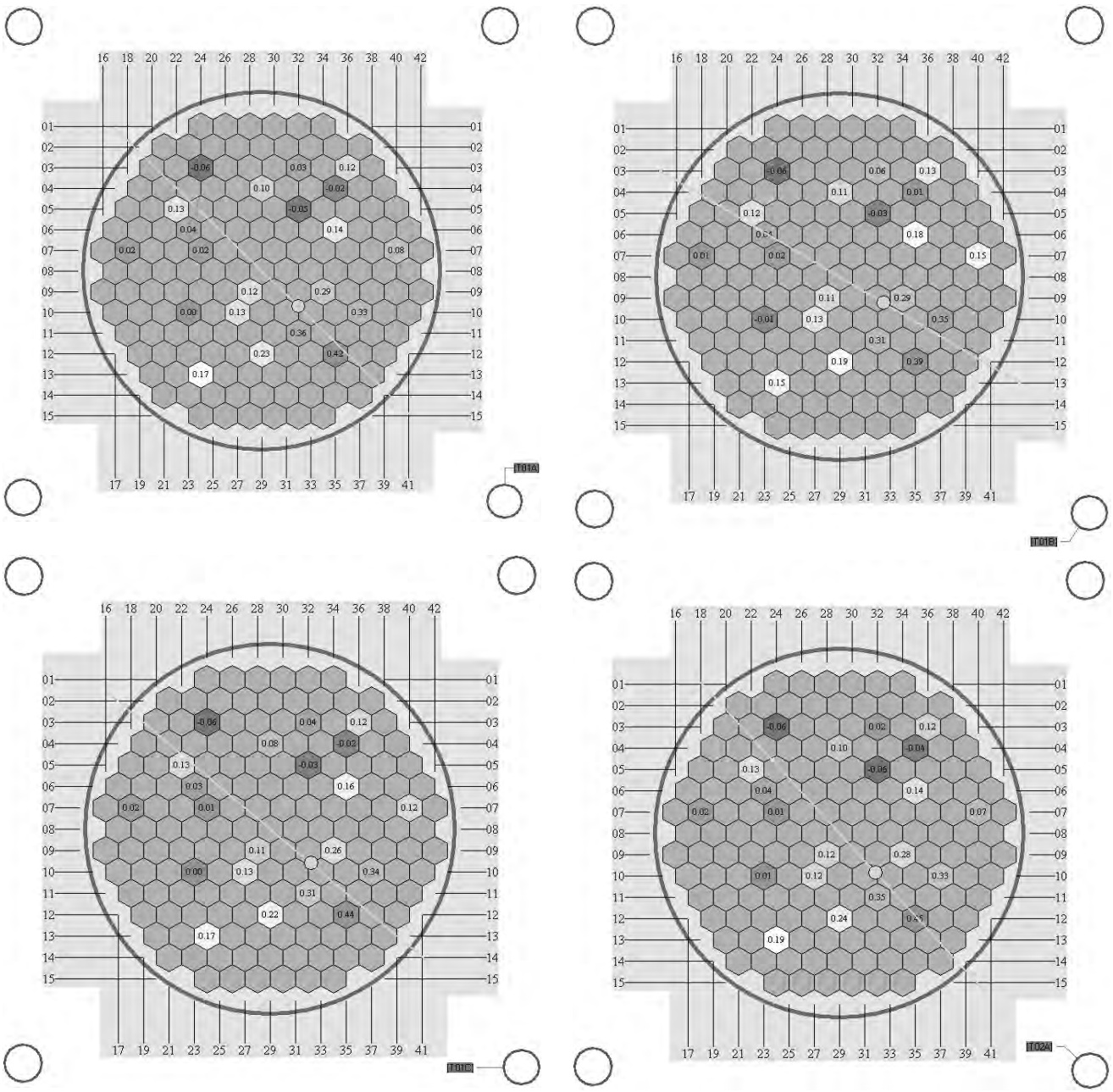


Рис. 8. Картограммы распределения коэффициентов влияния для разных термодатчиков СВРК в горячей нитке петли №2 (Э.б. №1, Тяньваньская АЭС)

По представленным картограммам с распределениями коэффициентов влияния и указанием расположения их центра масс можно отметить следующее:

- на показания определенных датчиков в горячих нитках расположенных в разных местах по сечению трубопровода ГЦК оказывает существенное влияние определенная ограниченная область активной зоны;
- наблюдается различие в характере распределений коэффициентов влияния в петлях с выраженной стратификацией теплоносителя и в петлях со слабой стратификацией;
- стратификация отсутствует или носит слабый характер в тех петлях (в данном случае это петли 1 и 3), в которых положение центра масс коэффициентов влияния для разных датчиков остается практически неизменным;
- выраженная стратификация теплоносителя имеет место в тех петлях (в данном случае это петли 2 и 4), в которых положение центра масс коэффициентов изменяется от датчика к датчику.

По предложенной методике были выполнены расчеты и анализ для данных, полученным при вводе в эксплуатацию других энергоблоков с ВВЭР-1000 (№2 Тяньваньской АЭС, №2 Ростовской АЭС и №4 Калининской АЭС) одинаковых и разных проектов. Обобщенные результаты анализа по данным, полученным на разных энергоблоках, представлены в таблице. В данной таблице для единообразия принята нумерация петель соответствующая нумерации петель для проекта Тяньваньской АЭС.

Из данной таблицы видно, что для всех энергоблоков с ВВЭР-1000 проектов В-320 и В-428, по которым был выполнен расчет и анализ коэффициентов влияния,

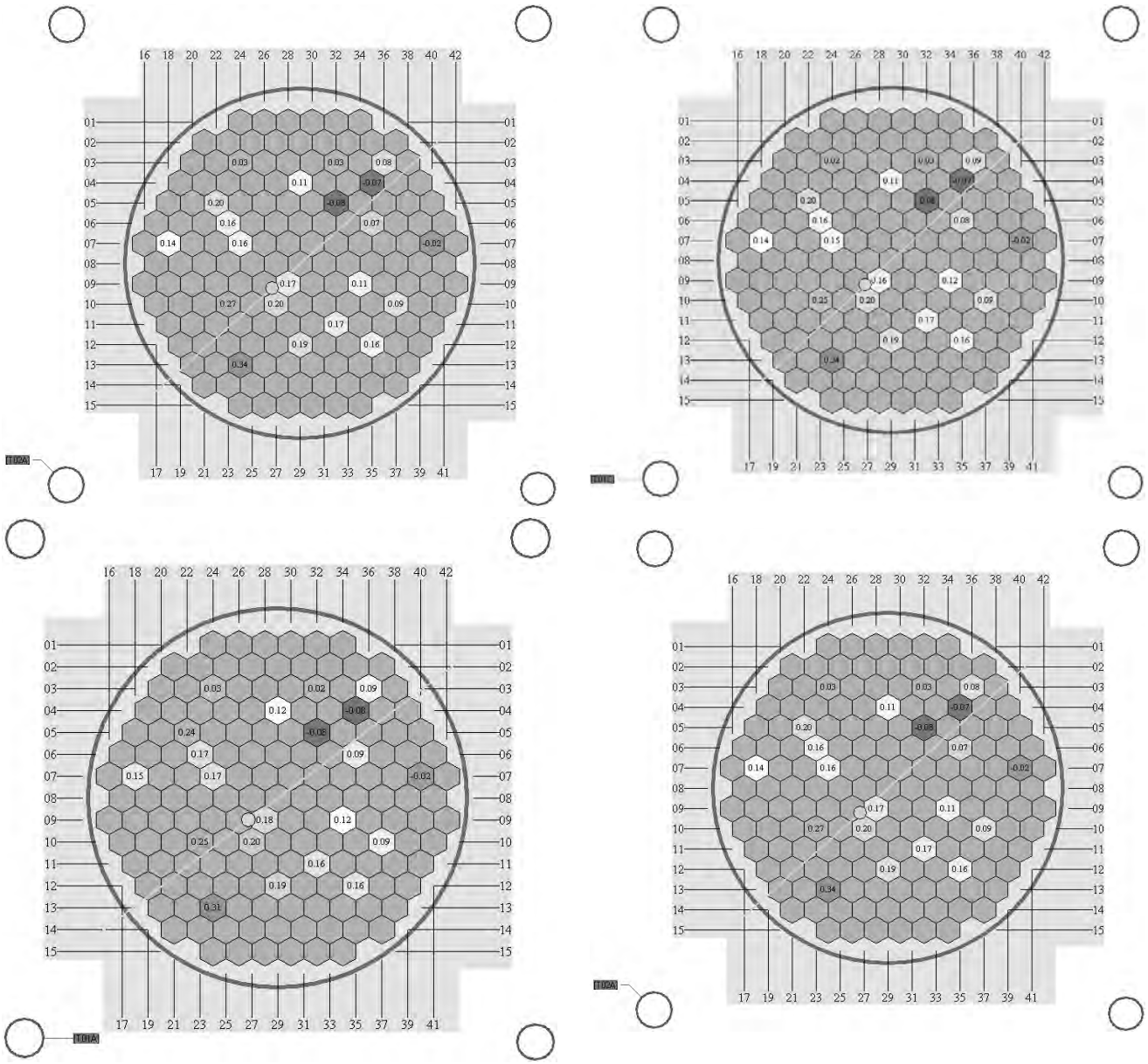


Рис. 9. Картограммы распределения коэффициентов влияния для разных термодатчиков СВРК в горячей нитке петли №3 (Э.б. №1, Тяньваньская АЭС)

Таблица. Обобщенные результаты анализа коэффициентов влияния температур на выходе из активной зоны на показания датчиков температуры в горячих нитках

АЭС, энергоблок	Петля №1			Петля №2			Петля №3			Петля №4		
	Макс. Знач.	Смещ. ц.м.	Стратификация	Макс. Знач.	Смещ. ц.м.	Стратификация	Макс. Знач.	Смещ. ц.м.	Стратификация	Макс. Знач.	Смещ. ц.м.	Стратификация
ТАЭС, №1	0,41	нет	нет	0,43	да	да	0,38	нет	нет	0,53	да	да
ТАЭС, №1	0,38	нет	нет	0,45	да	да	0,34	нет	нет	0,44	да	да
РоАЭС, №2	0,36	нет	нет	0,43	да	да	0,43	нет	нет	0,44	да	да
КлнАЭС, №4	0,27	нет	нет	0,28	да	да	0,28	нет	нет	0,31	да	да

наблюдаются качественно одинаковые зависимости по коэффициентам влияния и наличия стратификации теплоносителя в горячих нитках. Также видно, что выделяются по своим низким значениям коэффициенты влияния для энергоблока №4 Калининской АЭС. Это должно свидетельствовать о малой стратификации по сравнению с данными других рассматриваемых энергоблоков. Такой вывод соответствует и результатам испытаний по определению температурного поля на входе в активную зону. Результаты этих испытаний на энергоблоке №4 Калининской АЭС показали [10], что на этом энергоблоке наблюдалось наибольшие углы поворота петлевых потоков теплоносителя в корпусе реактора, т.е. наилучшее перемешивание петлевых потоков. В та-

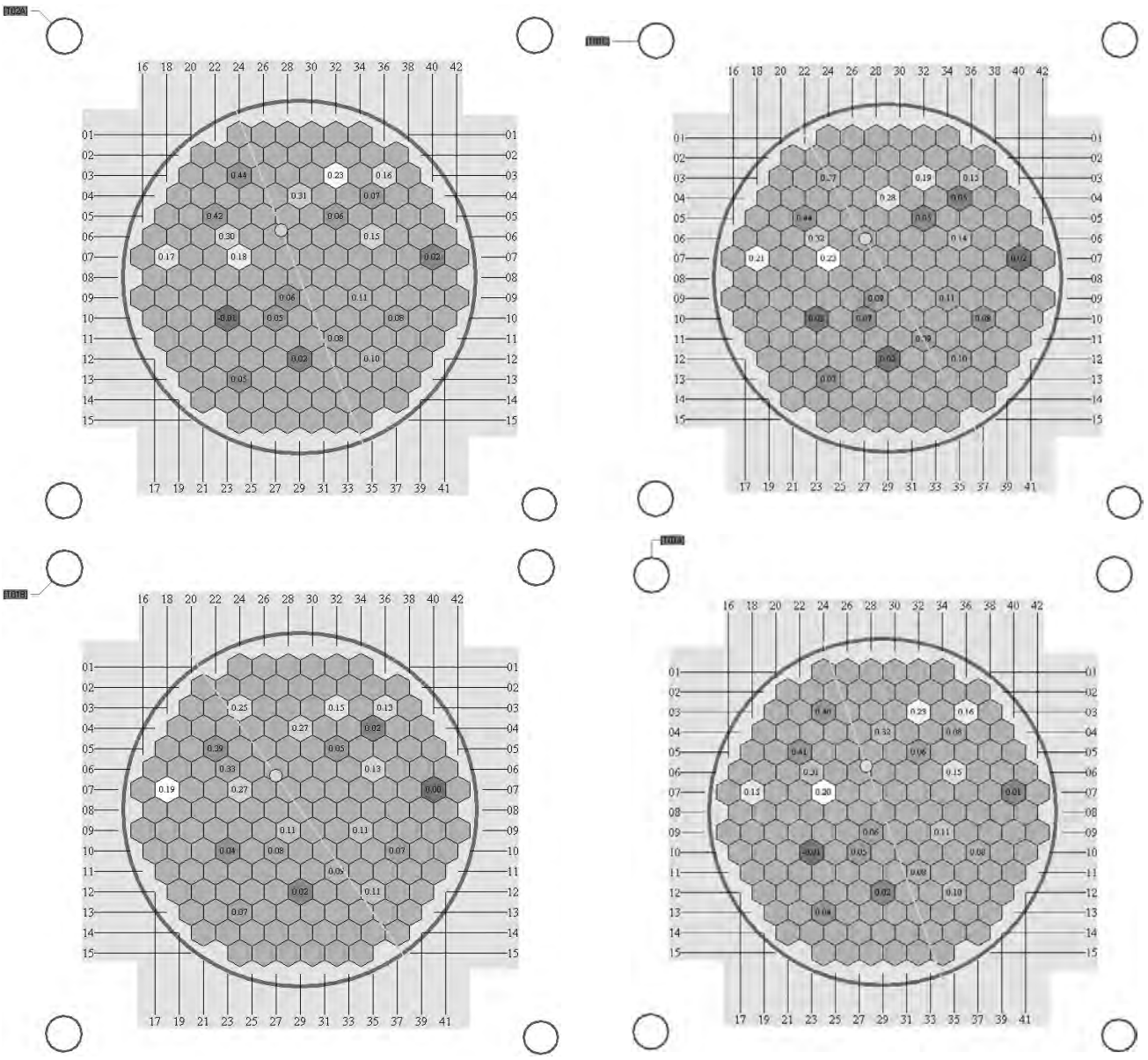


Рис. 10. Картограммы распределения коэффициентов влияния для разных термодатчиков СВРК в горячей нитке петли №4 (Э.б. №1, Тяньваньская АЭС)

блицу не вошли результаты анализа данных по энергоблоку №1 АЭС “Бушер”, т.к. на этом энергоблоке, исходя из целей оптимизации [5], было минимизировано количество опускаемых ОР СУЗ и не все они находились в ТВС, имеющих сборки внутриреакторных детекторов, включая термопару для измерения температуры на выходе из ТВС.

Следует отметить, что при анализе данных, полученных на энергоблоке №4 Калининской АЭС, в дополнение к показаниям датчиков СВРК (7 датчиков) были обработаны показания датчиков еще 9 датчиков других систем контроля и управления. В результате этого, появилась возможность сравнить коэффициенты влияния для датчиков, которые имеют одинаковое положение по сечению, но находятся в разных сечениях. Такое сравнение показало, что характер распределения коэффициентов влияния для таких пар или троек датчиков от сечения к сечению не изменяется. Такое наблюдение позволяет сделать еще один вывод о том, что в контролируемых термодатчиками областях горячих ниток потоки теплоносителя не перемешиваются

Выводы

1. Впервые предложена методика анализа данных, получаемых при номенклатурных испытаниях при вводе энергоблоков с ВВЭР в эксплуатацию, которая позволяет дополнительно к основным целям испытаний определять некоторые характеристики стратификации теплоносителя в горячих нитках петель 1-го контура.

2. Исходя из существенного влияния стратификации, наблюдаемой на всех энергоблоках с ВВЭР-1000, на экономичность и безопасность эксплуатации этих энергоблоков, полученные результаты должны представлять интерес для верификации теплогидравлических кодов, используемых при расчетах обоснования безопасности энергоблоков, а также для персонала, осуществляющего сопровождение системы внутриреакторного контроля.

Список литературы

1. Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин. Комплексные испытания модернизированной системы вну-

трireакторного контроля при вводе в эксплуатацию блока №3 Калининской АЭС. Труды 5-й Международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», г. Подольск, 2007.

2. В.Ф. Бай, Л.Н. Богачек, С.В. Макаров, А. Н. Лупишко. Состояние внутриреакторного термоконтроля и анализ основных теплофизических характеристик РУ на блоках Калининской АЭС. Труды 7-й Международной научно-технической конференции "Безопасность, экономика и эффективность атомной энергетики", г. Москва, 2010.

3. T. Hohne, E. Krepper, U.Rohde. Application of CFD Codes in Nuclear Reactor Safety Analysis. Science and Technology of Nuclear Installations. Volume 2010, Article ID 198758, 8 pages, doi:10.1155/2010/198758.

4. Yeon-Sik Kim and e.a. Commissioning of the ATLAS thermal-hydraulic integral test facility. Annals of Nuclear Energy. 35 (2008), 1791–1799.

5. Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин. Оптимизация проверки реального соответствия координат датчиков температуры и энерговыделения в активной зоне координатам этих датчиков в СВРК. Вопросы атомной науки и техники. Серия "Обеспечение безопасности АЭС". Научно-технический сборник. Выпуск 23. Реакторные установки с ВВЭР. – Подольск, ОАО ОКБ "Гидропресс", ФГУП НИКИЭТ, 2008.

6. В.А. Терешонок и др. Анализ результатов испытаний, проведенных в период пуска и освоения мощности блока №3 Калининской АЭС. Итоговый отчет научного руководителя пуска. Концерн "Росэнергоатом", Москва, 2006 г.

7. Е.А.Лисенков, Ю.А.Безруков, А.В. Селезнев и др. Исследование перемешивания теплоносителя в реакторе ВВЭР-1000. Труды 6-й Международной научно-технической конференции "Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР", г. Подольск, 2009.

8. S. Kleim, B. Hemsttrom, Y.Bezrukov e.a. Comparative evaluation of coolant mixing experiments at the ROCOM, Vattenfall and Gidropress test facilities. Science and technology of Nuclear Installations. Volume 2007, Article ID 25950.

9. Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин. Сравнительный анализ перемешивания потоков теплоносителя в корпусе реактора по результатам натурных испытаний при вводе в эксплуатацию энергоблоков Тяньваньской АЭС. Труды 6-й Международной научно-технической конференции "Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР", г. Подольск, 2009.

10. Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин. Опыт проведения и обобщение результатов испытаний по определению температурного поля теплоносителя на входе в активную зону на энергоблоках с ВВЭР-1000. Труды 2й Международной научно-технической конференции "Ввод АЭС в эксплуатацию", г. Москва, 2012.

МЕТОДИКА НАТУРНОГО ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМ И ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС, ОПРЕДЕЛЮЯЩИХ ИХ УСТОЙЧИВОСТЬ ПРИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Казновский П.С., Рясный С.И.
ОАО "Атомтехэнерго" г. Мытищи

События в Японии на АЭС «Фукусима» продемонстрировали всему миру актуальность задачи гарантированного обеспечения устойчивости и безопасности АЭС при внешних воздействиях.

В ОАО "Атомтехэнерго" разработан важный руководящий документ, применение которого повышает надежность и безопасность АЭС при внешних воздействиях, что является одной из самых актуальных задач на данном этапе развития атомной энергетики.



Рис.1. Фото последствий аварии на АЭС Фукусима

Особую роль в обеспечении безопасности играют технологическое и электротехническое оборудование систем безопасности, в том числе системы аварийного и планового расхолаживания, спринклерной системы, системы защиты 1-го контура от превышения давления, системы гидроемкостей САОЗ, системы аварийного газоудаления из первого контура, резервные дизель-генераторные станции и др.

На стадии проектирования данных систем проводятся расчеты на прочность, включающие возможные нагрузки от сейсмических и иных видов внешних воздействий. После изготовления оборудования в соответствии с нормативными требованиями проводятся стендовые испытания, при которых моделируются внешние воздействия. Однако такие испытания не учитывают взаимосвязи оборудования с другими элементами систем.

Практика обследования важных для безопасности систем и элементов энергоблоков АЭС показала, что могут быть серьезные расхождения между расчетными или лабораторно определенными собственными частотами колебаний и их реальными значениями в реальных условиях раскрепления и обвязки. Вследствие резонансного характера внешних воздействий это приводит в ряде случаев к ошибкам в оценке значений этих воздействий на порядок и более.

Абсолютно неприемлемыми являются методы механического переноса результатов анализа устойчивости оборудования при внешних воздействиях на одной АЭС на аналогичное оборудование другой АЭС вследствие различных форм спектров воздействий, зависящих от конкретной площадки размещения, и вследствие того,

что даже незначительные различия в трассировке примыкающих трубопроводов и методов раскрепления даже на одной АЭС приводят к различным динамическим характеристикам однотипного оборудования, к различным значениям величин внешних воздействий.

Неприемлемыми являются методы, описанные в материалах МАГАТЭ, предлагающие использовать «универсальные» спектры сейсмических воздействий с декрементами колебаний 5%, вследствие того, что при реальных землетрясениях значения декрементов всегда выше, чем при малых воздействиях, применяемых при определении динамических характеристик оборудования в условиях действующих или вводимых в эксплуатацию АЭС. Обследования на многочисленных АЭС показали, что очень распространены случаи, когда значения декрементов оказываются намного ниже нормативно требуемых в РФ значений (2%), а при увеличении воздействий до реальных значений при землетрясениях они возрастают лишь в 1,5-2 раза. Таким образом, использование значений декрементов 5% приводит к недооценке значений сейсмических воздействий в резонансной области в 2 и более раз.

Таким образом, только метод поэлементной проверки важных для безопасности систем энергоблоков АЭС, включающий экспериментальное определение динамических характеристик (собственных частот и декрементов колебаний) в реальных условиях раскрепления и обвязки с внедрением при необходимости компенсирующих мероприятий, может гарантировать целостность важных для безопасности систем и выполнение своих функций их элементами при внешних воздействиях.

Данный метод был положен в основу разработанной Центром диагностики, сейсмической безопасности и расчетного анализа (ЦДСР) ОАО «Атомтехэнерго» «Методики подтверждения динамических характеристик систем и элементов энергоблоков АЭС, важных для безопасности» МТ 1.2.2.04.0069-2012. Этот руководящий документ устанавливает методы определения собственных динамических характеристик (собственных частот и декрементов колебаний) систем и элементов (оборудования) энергоблоков АЭС, требования к техническим средствам проведения измерений, а также требования к процедуре, математическим моделям и программным средствам, применяемым для расчета этих характеристик.

Перечень контролируемых собственных динамических характеристик (собственные частоты и декременты колебаний) систем и элементов (оборудования) АЭС важных для безопасности, определяется необходимостью обеспечения устойчивости энергоблоков при внешних воздействиях резонансного характера, когда в зависимости от значений собственных динамических характеристик нагрузки на оборудование могут изменяться более чем на порядок. Практический пример спектра ответа на сейсмические воздействия показан на рис 2.

Определение и экспериментальное подтверждение или уточнение значений собственных динамических характеристик элементов (оборудования) энергоблоков АЭС включает:

- изучение проектной документации (установочных чертежей, паспортов изделий, производимых ранее расчетов на прочность при нормальных условиях эксплуатации, расчетов сейсмостойкости);

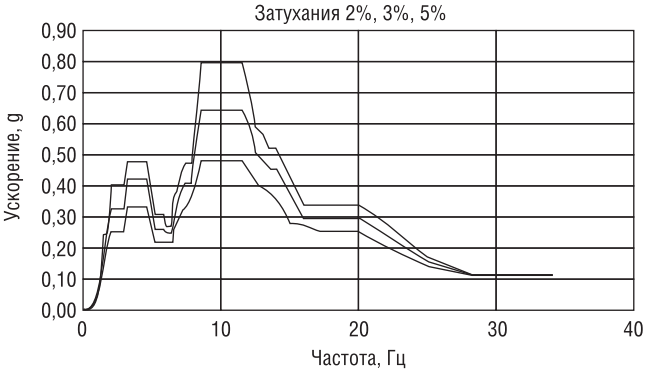


Рис 2. Практический пример спектра ответа на сейсмические воздействия

- визуальный осмотр оборудования, оценка соответствия или несоответствия проектным требованиям по монтажу и раскреплению;
- экспериментальное определение собственных частот и декрементов колебаний оборудования в трех ортогональных направлениях методом вынужденных или свободных затухающих колебаний;
- разработка расчетной модели оборудования на основе установочных чертежей и уточненных данных по раскреплению, обвязке, опорным конструкциям и т.д.;
- определение расчетных значений форм колебаний и собственных частот колебаний оборудования;
- сопоставление экспериментальных и расчетных значений собственных частот колебаний оборудования;
- уточнение и коррекция расчетной схемы по экспериментальным значениям собственных частот колебаний.

По скорректированным расчетным схемам, учитывающим реальные условия монтажа и обвязки, проводятся окончательные расчеты оборудования на сейсмостойкость.

На основании данной методики для всех пусковых и действующих АЭС разрабатываются рабочие программы динамических испытаний важных для безопасности систем и элементов (оборудования) энергоблоков, по этим программам осуществляются измерения собственных динамических характеристик на пусковых энергоблоках на этапе ввода в эксплуатацию, а на действующих энергоблоках – в рамках работ по обоснованию возможности эксплуатации энергоблоков за пределами назначенного срока службы на остановленном и приведенном в безопасное состояние энергоблоке во время ППР.

В настоящее время завершены испытания оборудования 1 категории сейсмостойкости энергоблока №4 Калининской АЭС и обработка результатов испытаний по алгоритмам разработанной методики. Результаты проведенной работы представлены в докладе «Обоснование сейсмостойкости технологического оборудования 4-го пускового энергоблока Калининской АЭС».

Список литературы

1. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций. НП-031-01. // Вестник Госатомнадзора России». 2001, №3. С. 64-88.

2. Учет внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии. НП-064-05. // М., «Ядерная и радиационная безопасность». 2006, №3 (40). С. 47-87.

3. Проектирование и аттестация сейсмостойких конструкций для атомных электростанций. Руководство № NS-G-1.6. // Серия норм МАГАТЭ по безопасности. МАГАТЭ, Вена, 2008 г. 68 с.

4. Earthquake experience and seismic qualification by indirect methods in nuclear installations. IAEA-TECDOC-1333. // МАГАТЭ, Вена, 2003 г. 98 с.

5. Методика подтверждения динамических характеристик систем и элементов энергоблоков АЭС, важных для безопасности. МТ 1.2.2.04.0069-2012.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ СЕЙСМОСТОЙКОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОБЛОКА № 4 КАЛИНИНСКОЙ АЭС НА ЭТАПЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИИ

Емельянова А.Д., Казновский А.П, Казновский П.С., Касьянов К.Г., Щугорев А.В.
ОАО "Атомтехэнерго" г. Мытищи, Московская обл.

Впервые проведено полномасштабное расчетно-экспериментальное обследование сейсмостойкости тепломеханического оборудования 1 категории сейсмостойкости на типовом энергоблоке с реакторами ВВЭР-1000 – энергоблоке №4 Калининской АЭС.

Обследовано:

- технологическое оборудование и трубопроводы основных систем безопасности (всего 1204 единицы);
- спринклерной системы (TQ11,21,31);
- системы аварийного и планового расхолаживания (TQ11,22,32);
- системы защиты I контура от превышения давления (YP);
- системы гидроемкостей (YT);
- системы аварийного газоудаления из первого контура (YR) и других систем (VF, TG, TC, TX, TK, RY, TP, TV);
- системы вентиляции и кондиционирования (TL, UV, WG);
- тепломеханическое оборудование РДЭС-1,2,3 и НС СООП (системы QC, QD, QE, QF, QG, QH, TF).

Обследование каждой единицы оборудования включает в себя:

- проверку соответствия смонтированного оборудования требованиям к монтажу и проектной документации;
- определение собственных динамических характеристик оборудования в реальных условиях монтажа, раскрепления и трубопроводной обвязки;
- расчетное обоснование сейсмостойкости типопредставителей оборудования по результатам динамических испытаний, разработка рекомендаций по обеспечению сейсмостойкости несейсмостойких единиц.

В результате визуального осмотра на соответствие условий раскрепления оборудования проектным требованиям, проведенного перед проведением динамических испытаний, были зафиксированы нарушения на 35 единицах оборудования.

Основные несоответствия:

- недостаточное количество болтов в узлах крепления оборудования к опорам;
- отсутствие предусмотренных проектом сварных швов в местах раскрепления;
- недозатянутые болты.

Выявлен ряд несоответствий, представляющих наибольшую опасность в отношении сейсмостойкости:

- отсутствие опорных конструкций вблизи арматуры или под ней;
- недостаточная жесткость опорных конструкций;
- скользящие опоры под арматурой в виде подпорок, механически с ней не связанные.

По результатам динамических испытаний оборудования (рис. 1) в условиях реального раскрепления определяются:

- низшие частоты собственных колебаний;
- коэффициенты затухания (декременты) собственных колебаний.

Расчеты оборудования на сейсмостойкость необходимы для уточнения существующих проектных расчетов оборудования и трубопроводов с учетом полученных знаний о собственных динамических характеристиках. Расчеты выполняются в соответствии с требованиями документов:

- Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок ПНАЭ Г-7-002-86;
- Трубопроводная арматура для атомных станций. Общие технические требования НП-068-05.

Исходными данными для расчетов являются:

- результаты динамических испытаний, проведенных на оборудовании;
- рабочие чертежи и конструктивные схемы изделий;
- спектры ответа, полученные для зданий с рассматриваемым оборудованием блока №4 Калининской АЭС.

Расчетные схемы представляют собой стержневые или оболочечные конечно-элементные модели с массой, распределенной по элементам (рис. 2,3,4). При создании расчетных схем учитываются реальные усло-

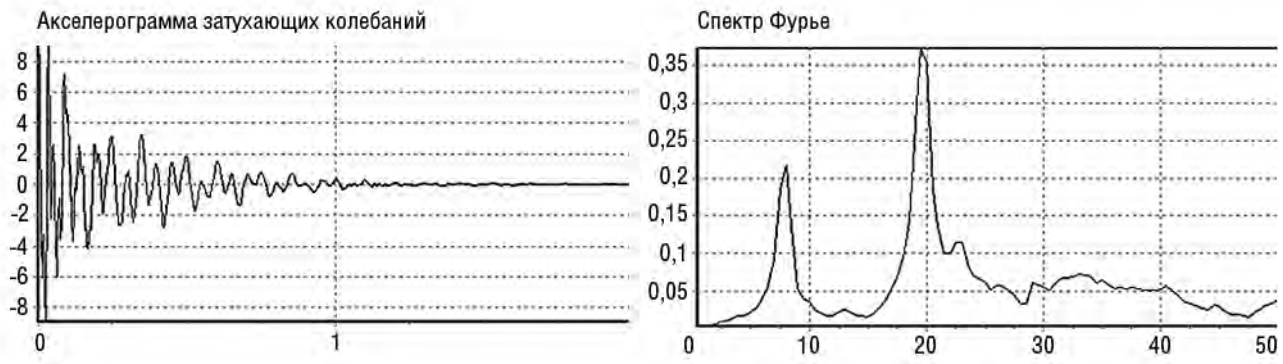


Рисунок 1. Пример акселерограммы затухающих колебаний и соответствующего спектра Фурье

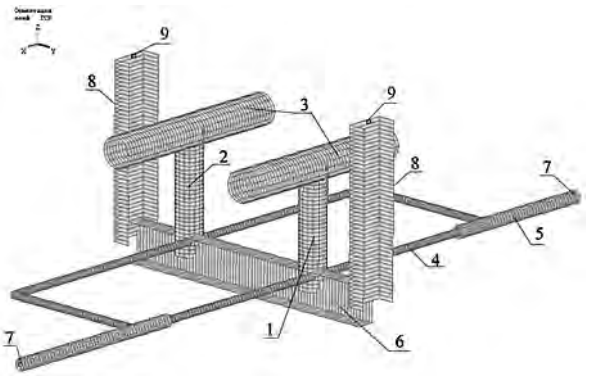


Рисунок 2. Пример расчетной модели арматуры на примере задвижки 4YR12S01.
1 — задвижка 4YR12S01; 2 — задвижка 4YR11S01; 3 — привод; 4 — трубопровод 18х2,5 мм; 5 — трубопровод 32х3,5 мм; 6 — опорный швеллер №10; 7 — шарнирное закрепление; 8 — швеллер №10; 9 — жесткое закрепление

вия раскрепления и монтажа оборудования и его расположение в системе трубопроводов. До начала вычислений расчетные схемы корректируются в соответствии с результатами натурных динамических испытаний, что позволяет уточнить значения сейсмических нагрузок, действующих на оборудование.

Согласно п. 5.11.2.9 ПНАЭ Г-7-002-86, если экспериментальное значение низшей собственной частоты колебаний превышает 20 Гц, применяется статический метод расчета. Если низшая частота колебаний ниже 20 Гц применяется линейно-спектральный метод. Расчеты выполнялись методом конечных элементов с применением программного комплекса ЗЕНИТ – 95.

Критериями сейсмостойкости являются:

- прочность трубопроводов в критических точках;
- прочность узлов крепления оборудования и арматуры к трубопроводам и опорным конструкциям;
- прочность опорных конструкций.

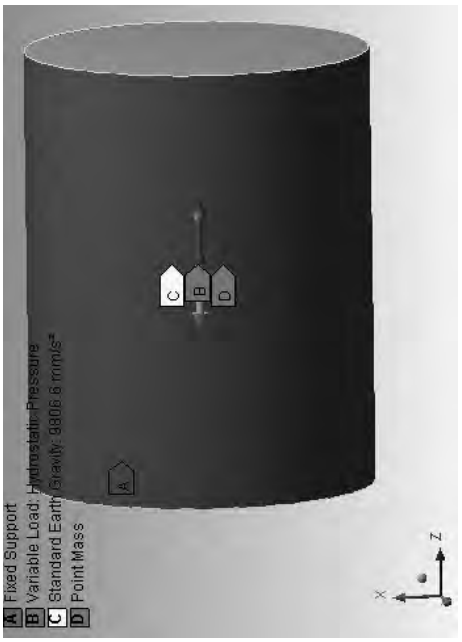


Рисунок 3. Пример расчетной модели бака концентрированного запаса раствора бора
Бак аварийного запаса концентрированного раствора бора (4TQ14B01, 4TQ24B01, 4TQ34B01)
A – неподвижное закрепление
B – гидростатическое давление
C – гидростатическое давление
D – сосредоточенная масса

По результатам расчетов для единиц 4TQ14S10 (4TQ14S12,4TQ14S13),4TQ14S16(4TQ14S14,4TQ14S15) приведенные напряжения в местах крепления арматуры к трубопроводу превышают допускаемое значение 212 Мпа. Для данных единиц проведено расчетное обоснование обеспечения сейсмической прочности конструкций с помощью введения дополнительных неподвижных опор под клапанами 4TQ14S14, 4TQ14S12 (рис.7).

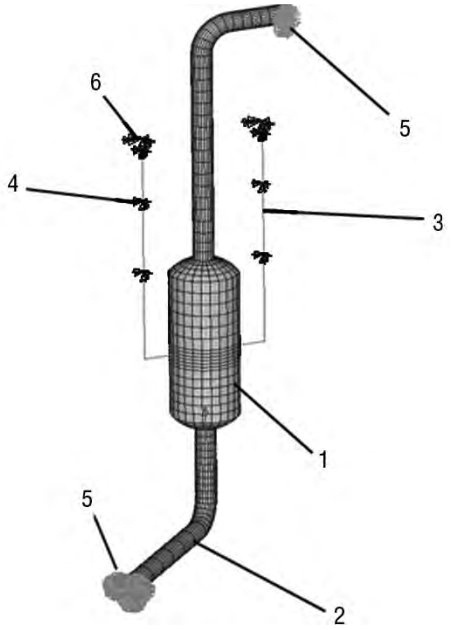


Рисунок 4. Пример расчетной модели фильтра-ловушки
1 – корпус фильтра; 2 – трубопровод; 3 – тяги; 4 – ушки; 5 - связи

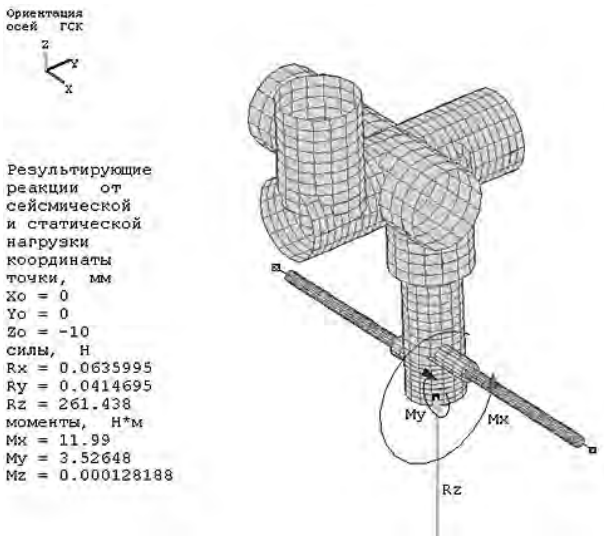
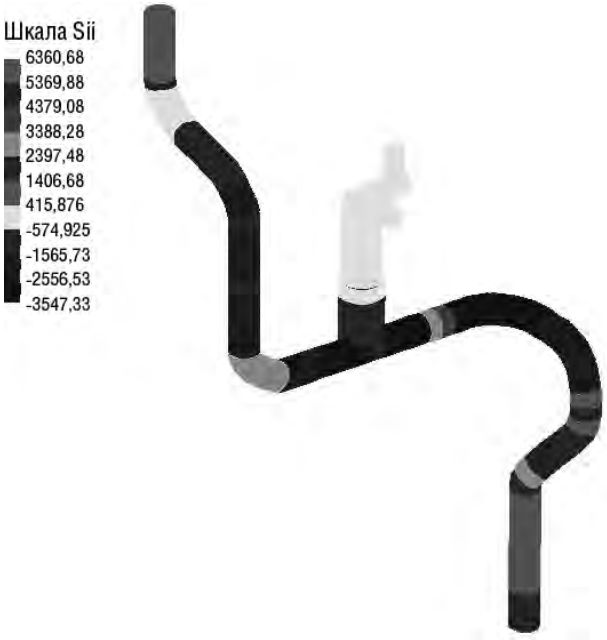
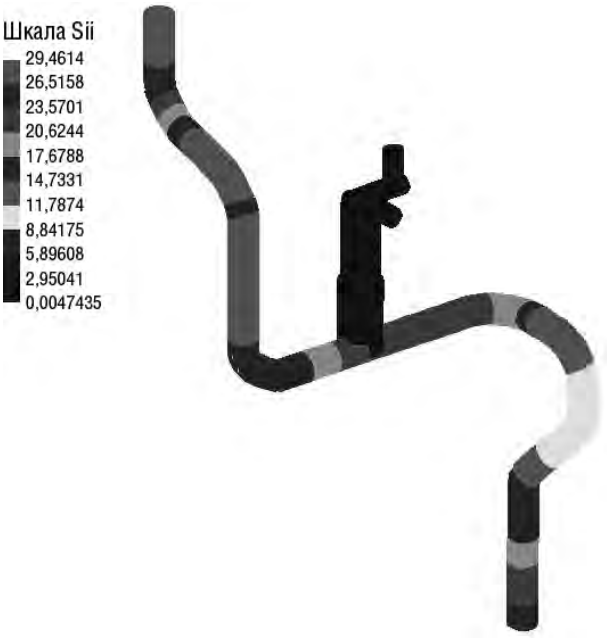


Рисунок 5. Отображение расчетных значений реакций в узле крепления клапана 4TL02S05 к опорной раме



А) Изгибающий момент (Нм) относительно одной из поперечных осей сечений расчетной модели



Б) Приведенные напряжения (МПа) от совместного действия статических нагрузок и сейсмического воздействия

Рисунок 6. Распределение усилий и напряжений (ТХ10S01) при совместном действии нагрузок МРЗ сил собственного веса

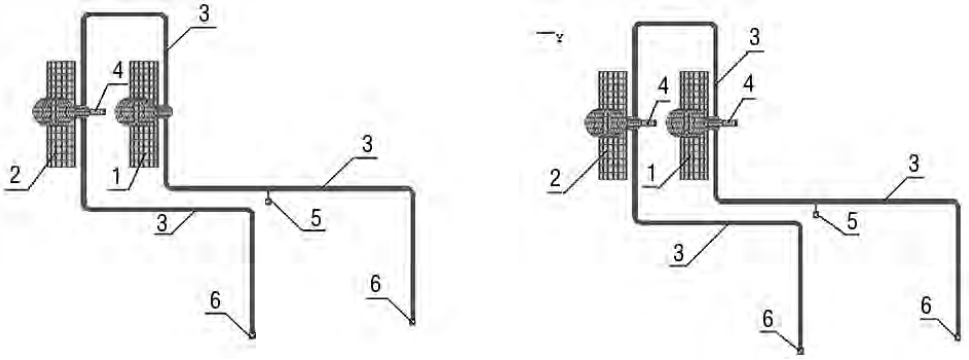


Рисунок 7. Расчетные схемы единиц 4TQ14S12 и 4TQ14S13 до (слева) и после введения дополнительной опоры.
1 — клапан 4TQ14S12; 2— клапан 4NQ14S13; 3 — трубопровод 18х2,5 мм; 4 — неподвижная опора 25; 5 — скользящая направляющая опора; 6 — связи конечной жесткости

Выводы

По результатам расчетов сейсмостойкости, проведенным по уточненным значениям сейсмических воздействий на оборудование для всех типопредставителей, большая часть оборудования соответствует нормативным требованиям по сейсмостойкости. 27 единиц оборудования двух типов не соответствуют по условиям раскрепления нормативным требованиям по сейсмостойкости (напряжения в элементах оборудования или элементах его раскрепления превышают допускаемые). Для несейсмостойкого оборудования даны рекомендации по дополнительному раскреплению с внесением изменений в проект.

Обнаружено оборудование, для которого экспериментально полученные собственные частоты колебаний отличаются по значению (более одного порядка) от проектных значений, полученных при проведении поверочных расчетов. Например, экспериментально определенная низшая собственная частота фильтроловушки 4ТС10В01 (рисунок 4) составила 6,3 Гц, в то время как в проектном расчете – 83,5 Гц.

Бóльшая часть проверенного оборудования энергоблока №4 Калининской АЭС является сейсмостойкой. Это обусловлено низкими требованиями по сейсмическим воздействиям к данному энергоблоку (МРЗ – 7 баллов). При этом до 15% сейсмостойкого оборудования удовлетворяет критериям лишь с небольшим запасом (88-99% от допустимых напряжений). Это в первую очередь арматура на трубопроводах малых сечений (DN10 – DN25). Наиболее слабыми являются места соединения арматуры с трубопроводами. При увеличении грунтовых ускорений на 10-20% количество несейсмостойких единиц может возрасти до 50-70 единиц, а при увеличении интенсивности МРЗ хотя бы на один балл количество несейсмостойких единиц оборудования важных для безопасности систем может возрасти до 200, что требует повышенного внимания к АЭС, строящимся в сейсмоопасных зонах.

Используемые при оценке сейсмостойкости оборудования спектры ответа на сейсмические воздействия получены расчетным путем, что понижает достоверность полученных результатов. Для повышения надежности обследований на сейсмостойкость действующих

и вводимых в эксплуатацию энергоблоков АЭС помимо экспериментального определения собственных динамических характеристик оборудования, рекомендуется проведение экспериментальных исследований динамических характеристик строительных сооружений с целью уточнения расчетных поэтажных спектров ответа на сейсмические воздействия.

Полученные результаты указывают на необходимость проведения работ по экспериментально-расчетной проверке сейсмостойкости смонтированного оборудования важных для безопасности систем энергоблоков АЭС на этапе их ввода в эксплуатацию и могут быть учтены при внесении изменений и дополнений в текущий проект, а также при проектировании технологических систем и оборудования других энергоблоков АЭС.

Список литературы

1. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97. НП-001-97).

2. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций. НП-031-01.

3. Учет внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии. НП-064-05.

4. Трубопроводная арматура для атомных станций. Общие технические требования. НП-068-05.

5. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПНАЭ Г-7-002-86.

6. Программа ЗЕНИТ-95. Регистрационный номер паспорта 148 ГАН РФ от 20.02.2003.

7. Э.С. Сааков, С.И. Рясный. Ввод в эксплуатацию энергоблоков АЭС. М., Энергоатомиздат, 2007, 496 с.

8. А.Н. Ананьев, С.П. Казновский, П.С. Казновский и др. Сейсмическая безопасность атомных станций / М.: Изд. МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2011, 230 с.

КОНДЕНСАТООЧИСТКА БЛОКА №4 КАЛИНИНСКОЙ АЭС. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ОПЫТ ПНР В ПЕРИОД ЭНЕРГОПУСКА

Щелик С.В., Мещеринов С.С., Ситишев В.А.
«Калининатомтехэнерго»

Введение

Для новых энергоблоков российских АЭС с ВВЭР-1000 с щелочным этаноламиновым восстановительным ВХР и гидразинно-аммиачным ВХР с повышенным аминированием питательной воды второго контура в качестве проектного решения предлагается использовать конденсатоочистку с намывными фильтрами.

Такая конденсатоочистка имеет ряд особенностей и ограничений, а именно:

1. Требования к низкой минерализации охлаждающей воды в конденсаторе турбины.

2. Требования к высокой коррозионной стойкости трубчатки конденсатора турбины для снижения количества присосов (отсутствие медьсодержащих сплавов).

3. Низкий фильтроцикл по механическим и ионным примесям. Проектом предусматривается отключение фильтров на номинальной мощности, т.е. использование конденсатоочистки только в пусковых режимах.

Преимущества данной установки заключаются в том, что:

1. При пусковых режимах происходит эффективная 100% очистка от дисперсных и коллоидных примесей рабочей среды второго контура.

2. Исключена необходимость регенераций ионообменного материала и как следствие отсутствие поступления натрия, хлоридов, сульфатов в турбинный конденсат из-за некачественного деления шихты ФСД, отмывки от регенерационных растворов и т.д.

3. По той же самой причине данная система требует значительно меньших эксплуатационных затрат, чем система очистки на ионообменных фильтрах из-за отсутствия узлов регенерации, хранения и приготовления реагентов.

4. Обеспечиваются высокая маневренность в подключении фильтров, возможность полной автоматизации технологического процесса.

При реализации конденсатоочистки второго контура энергоблока 4 Калининской АЭС проектом предусмотрены четыре намывных ионообменных фильтра (НИФ) компании «Heta Verfahrens Technik GmbH».

Устройство намывного фильтра.

Принципиальная схема устройства намывного фильтра приведена на рисунке 1.

Намывной фильтр представляет собой вертикальную цилиндрическую ёмкость с нижним сферическим днищем, стоящую на четырех опорах из профильной стали. В верхней части внутри корпуса предусмотрено фланцевое соединение для крепления съёмной крышки, изготовленной в виде сферического днища.

Внутренняя поверхность фильтра покрыта специальным композитным материалом Хемонит *(CHEMONIT-покрытие из твердой резины обладает отличной химической стойкостью к минеральным кислотам, щелочам, органическим растворителям (влажный хлор) и водным средам)* с общей толщиной слоёв 3 мм. Снаружи корпус имеет многослойную окраску с общей толщиной не ме-

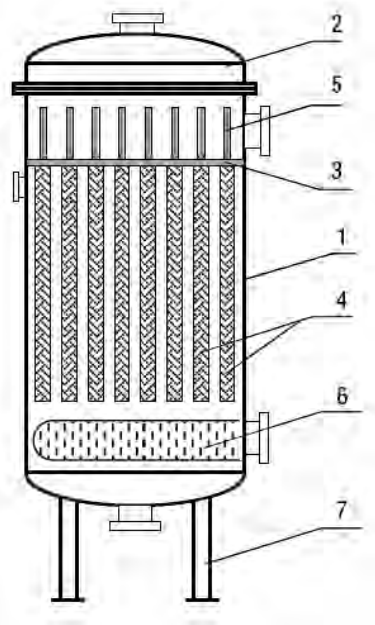


Рис. 1. Принципиальное устройство НИФ.
1 — корпус НИФ; 2 — съемная крышка; 3 — ложное днище (трубная доска); 4 — фильтрующие элементы; 5 — водовоздушные эжекционные насадки; 6 — распределительное устройство; 7 — опоры.

нее 120 мкм. Внутренняя и внешняя антикоррозионная защита наносится после пескоструйной обработки.

Для распределения питающего конденсата и водяной суспензии фильтрующего материала в нижней части фильтра предусмотрено распределительное устройство, выполненное из нержавеющей стали.

В таблице приведены основные технические характеристики намывного фильтра KF-3-1801.02-002-1 компании «Heta Verfahrens Technik GmbH».

Техническая характеристика	Ед. изм.	Значение
Диаметр внутренний	мм	1750
Высота с опорами	мм	5770
Площадь фильтрования	м^2	88,68
Производительность	м^3/ч	600
Давление: - рабочее - пробное гидравлическое	МПа МПа	1,6 2,29
Перепад давления	МПа	0,15
Температура воды, не более	ºС	60
Марка ионитной загрузки		Finex Oy или аналог
Количество фильтрующих элементов	шт.	278

В верхней части фильтра расположено поддерживающее кольцо, на котором крепиться ложное днище, в котором предусмотрены 278 отверстий для крепления фильтрующих элементов и водо-воздушных эжекторов. Кроме того, ложное днище имеет две проушины для подъема пакета фильтрующих элементов из фильтра.

Каждый элемент представляет собой перфорированную трубку из нержавеющей стали длиной 2 м 32 мм и диаметром 34 мм, на которую навито полипропиленовое волокно (рисунок 2). Для намывных фильтрующих элементов применяется специальная перекрёстная намотка. Толщина намотки составляет 8 мм, тонкость фильтрации – 3 мкм. Максимальная температура воды для фильтрующих элементов составляет 90°С. Потери напора в новых фильтрующих элементах не превышают 0,02 МПа.

В верхней части фильтрующий элемент имеет резьбовой адаптер для крепления к ложному днищу.

Для предотвращения соприкосновения фильтрующих элементов нижние резьбовые адаптеры соединяются, друг с другом пластинами из нержавеющей стали.

Для создания водо-воздушной смеси к каждому верхнему резьбовому адаптеру присоединяется водо-воздушный эжектор. Фильтрация осуществляется снаружи вовнутрь.

Срок службы фильтрующих элементов зависит от качества питающего конденсата и при непрерывной эксплуатации обычно составляет 2-3 года. При периодической эксплуатации данной установки на КАЭС срок службы фильтрующих элементов значительно увеличивается.

Технология намывной фильтрации

На рисунке 3 приведена упрощенная технологическая схема намывной фильтрации.

Технологический цикл работы намывного фильтра определяется следующими технологическими операциями:

1. Заполнение фильтра.
2. Намыв и уплотнение фильтрующего слоя смолы. Режим циркуляции.

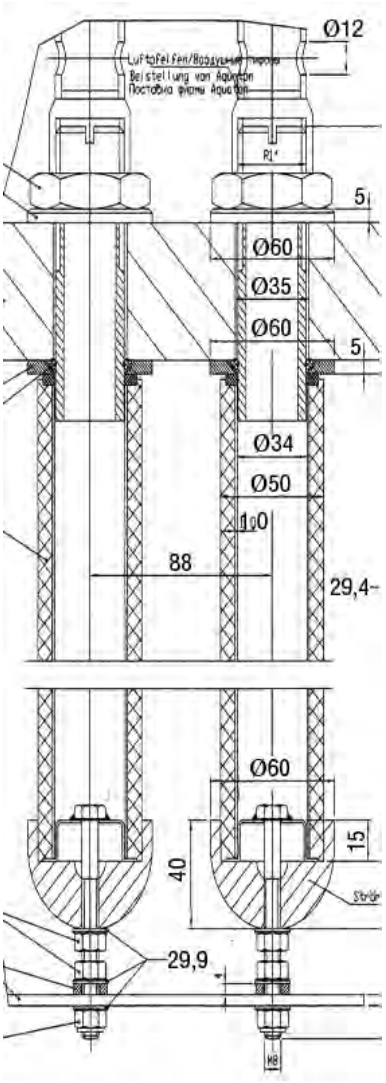


Рис. 2. Фильтрующие элементы НИФ.

3. Подключение и нагрузка фильтра.
4. Вывод фильтра из работы.
5. Дренирование фильтра
6. Водо-воздушная промывка фильтрующих элементов.
7. Повторная водо-воздушная промывка фильтрующих элементов.
8. Промывка распределительной системы фильтра.

Намыв фильтрующего слоя производится на заполненный фильтр насосом намыва и насосом подачи пульпы с накопительного бака и бака приготовления пульпы при включенном насосе циркуляции. На рисунке 4 приведена упрощенная технологическая схема узла намыва.

После того как фильтрующий слой намыт отключается насос подачи пульпы, а после того как он уплотнен отключается насос намыва и в работе остается только насос циркуляции для поддержания фильтрующего слоя.

Для подключение фильтра открывается входная запорная арматура (регулирующая арматура находится в промежуточном положении), после чего пошагово открывается выходная запорная арматура и регулятор переводится в «автомат». В «автомате» регулятор поддерживает расход через фильтр 600 м^3/ч.

При выводе фильтра из работы переключения осуществляются в обратном порядке.



Рис. 3. Технологическая схема намывной фильтрации.

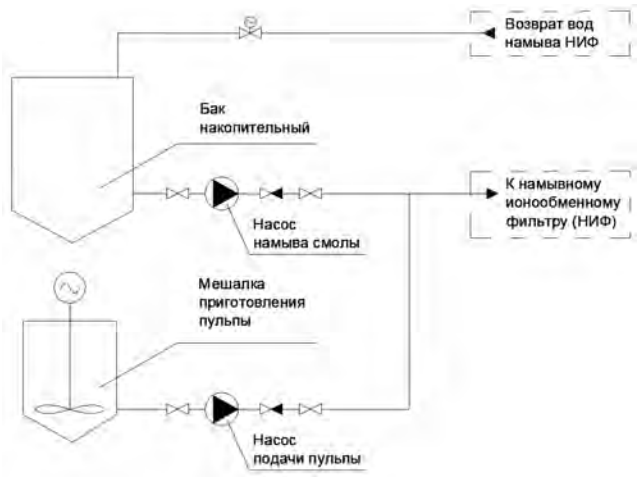


Рис. 4. Технологическая схема узла намыва.

Перед водо-воздушной промывкой фильтра производится его дренирование: открывается дренаж и воздушник с нижней камеры через 90 секунд воздушник закрывается, время определено во время наладки и обусловлено тем, что должна опорожнится только нижняя камера.

Далее открывается арматура на линии сжатого воздуха и происходит водо-воздушная промывка фильтрующих элементов.

После заполнения верхней камеры проводятся повторная водо-воздушная промывка фильтрующих элементов и промывка распределительной системы.

Заключение и выводы

В результате выполнения ПНР в период энергопуска и освоения мощности энергоблока №4 Калининской АЭС были выявлены слабые места эксплуатации конденсатоочистки, связанные с недостаточной проработкой проектных решений новой системы, в части:

1. Обеспечения плавного подключения/отключения намывных фильтров для исключения скачков давления на КЭН 1-й ступени.

2. Обеспечения устойчивой работы насосов поддержания намытого слоя в режиме рециркуляции.

3. Доработки программ группового управления технологического процесса.

4. Доработки алгоритма шоковой регенерации.

5. Выбора количества и вида фильтрующего материала в различных режимах работы блока.

6. Противоречия между строгими требованиями к качеству питательной воды СТО 1.1.1.03.004.0855-2011 и скромными возможностями конденсатоочистки.

Очевидные преимущества идеи использования конденсатоочистки с намывными фильтрами для энергоблоков АЭС с щелочным этаноламиновым восстановительным ВХР и гидразинно-аммиачным ВХР с повышенным амминированием питательной воды не являются достаточным условием ее безоговорочного применения.

Технология требует практического опробования и доработки, на основании опыта пуско-наладочных работ на пилотной установке конденсатоочистки энергоблока №4 Калининской АЭС.

К ВОПРОСУ О ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДА АКУСТОУПРУГОСТИ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ АС

Аржаев А.И., Маханев В.О., Павлович А.А., Подлатов М.А.
ОАО «Атомтехэнерго», Смоленский филиал, г.Десногорск
Буторин С.Л.
АНО МЦЯБ, г.Москва
Пасманик Л.А.
ООО «ИНКОТЕС», г.Нижний Новгород
Разыграев А.Н., Разыграев Н.П.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ», г.Москва

Из опыта эксплуатации российских и зарубежных АС известны случаи, когда наличие в трубопроводных системах непроектных нагрузок приводило к дефектообразованию и даже появлению протечек через сквозные дефекты.

Поэтому контроль фактических параметров напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопро-

водов при сооружении и эксплуатации энергоблока АС является актуальной задачей для обеспечения безопасной эксплуатации и заданных показателей надежности элементов. Для крупногабаритного оборудования это означает получение представительных данных о фактических нагрузках на патрубковые зоны от присоединенных трубопроводов.

В качестве практической реализации требований нормативных документов верхнего уровня [1-2] по обеспечению безопасной эксплуатации АС применительно к ответственным трубопроводам АС рассматриваются нормативно-методические подходы обеспечения конструкционной прочности ответственных трубопроводов и оборудования АС на базе концепций «течь перед разрушением» [3] и «исключение разрывов» [4-5].

Высокое качество проектирования, изготовления и монтажа элементов АС является базовым принципом системного подхода, заложенного в указанные нормативно-методические документы [3-5]. Поэтому неопределенность информации о послемонтажном состоянии трубопроводов АС необходимо в максимальной степени снимать за счет применения при монтаже инструментального контроля параметров НДС.

Для действующих энергоблоков АС, для которых дефициты проектирования и сооружения устранить на этапе эксплуатации затруднительно, метод акустоупругости может эффективно применяться в рамках реализации второго базового принципа – контролируемой эксплуатации. Это касается трубопроводных систем и оборудования, для которых в процессе эксплуатации зафиксированы случаи повреждений, которые никак не рассмотрены в проектной документации.

К подобным повреждениям относятся, например, повреждения по механизму эрозионно-коррозионного износа под действием потока среды, наблюдаемые в элементах, изготовленных из сталей перлитного класса.

Другим примером являются повреждения сварных соединений трубопроводов Ду300 РБМК-1000, изготовленных из коррозионно-стойкой стали аустенитного класса.

Для трубопроводных систем, потенциально склонных к подобным повреждениям, классическая концепция «течь перед разрушением» на базе положений РД [3] неприменима с учетом требований обязательного выполнения указанных выше базовых принципов. Обоснование безопасной эксплуатации таких трубопроводов требует применения концепции «исключение разрывов», в рамках которой допускается компенсировать дефициты в реализации принципа «высокого качества проектирования, изготовления и монтажа элементов АС» за счет дополнительных технических мероприятий, реализуемых на этапе эксплуатации и усиливающих обеспеченность принципа «контролируемой эксплуатации».

К таким дополнительным техническим мероприятиям относят проведение усиленного ЭНК потенциально склонных к эксплуатационным повреждениям элементов АС (вплоть до организации ежегодного контроля), а также ремонта или преждевременной замены элементов до окончания проектного срока службы. Реализация дополнительных мероприятий связана с увеличением эксплуатационных расходов, как прямых на их реализацию, так и вследствие увеличения продолжительности остановов энергоблоков АС

Проведение оперативного контроля НДС трубопроводов и элементов оборудования, склонных к эксплуатационным повреждениям, позволяет выявить причины непроектной нагруженности этих элементов из-за скрытых дефектов изготовления или монтажа, а в дальнейшем ранжировать элементы для проведения дополнительных технических мероприятий на дифференцированной основе, что позволяет добиться сокращения эксплуатационных расходов.

Обеспечение безопасной эксплуатации на базе концепций конструкционной прочности ответственных технологических элементов позволяет отказаться от установки на энергоблоке АС дополнительных опорограничителей перемещений при разрывах трубопроводов, предписанных требованиями НП-082-07 [6], а также является основой для разработки обоснования увеличения межинспекционных интервалов эксплуатационного неразрушающего контроля (ЭНК). В указателе действующих нормативных документов эксплуатирующей организации [7] для оптимизации требований к ЭНК имеются соответствующие методические рекомендации [8].

Среди наиболее эффективных расчетно-экспериментальных методов оценки фактических параметров НДС трубопроводов и оборудования АС, попадающих в сферу действия Норм расчета на прочность ПНАЭ Г-7-002-86 [9], следует отметить метод акустоупругости, который может применяться как при монтаже и/или ремонте технологических элементов АС, так и в режиме гидроиспытаний.

Метод акустоупругости – единственный на сегодняшний день неразрушающий метод, позволяющий измерять усредненные по толщине материала значения осевых и кольцевых упругих напряжений в трубопроводах и тонкостенных сосудах. Наиболее широко применяемый в атомной энергетике метод тензометрирования, с одной стороны, дает возможность измерять параметры НДС только на поверхности трубопроводов и оборудования, с другой стороны, слишком трудоемкий для оперативного применения при ремонте и монтаже трубопроводов.

Метод акустоупругости может рассматриваться как эффективное дополнение к разделу 5 Приложения 3 к Нормам [9].

Метод основан на явлении акустоупругости, суть которого состоит в том, что для плоского напряженного состояния в области упругих деформаций существует линейная зависимость скоростей распространения объемных упругих волн в направлении, перпендикулярном плоскости действия напряжений, от величин двухосных напряжений.

Реализация метода сводится к задаче формирования зондирующих сигналов и измерения временных задержек эхо-сигналов трех ультразвуковых волн взаимно-ортогональной поляризации (две ортогональные сдвиговые волны и одна продольная волна). Необходимо обеспечить выполнение предельно жестких требований по точности измерения временных задержек, составляющей единицы наносекунд.

Методика выполнения измерений механических напряжений в элементах оборудования АС, возникающих в результате технологических воздействий, методом акустоупругости [10] успешно прошла аттестацию в органах Росстандарта в 2009 г.

Документ (МВИ) устанавливает режимы и процедуры определения усредненных по толщине стенки осевых и окружных напряжений, возникающих в результате технологических воздействий (от внутреннего давления, приложенных усилий и изгибающих моментов, температурного нагружения и пр.) в условиях упругой деформации. Объектами измерений являются

полые цилиндрические элементы трубопроводов и оборудования диаметром 325-1420 мм (Ду300-Ду1400) с толщиной стенки не более 0,1 наружного диаметра.

Погрешность измерения компонентов напряжений (в области сжатия и растяжения) методом акустоупругости в соответствии с МВИ составляет:

- от 0 МПа до 100 МПа вкл. – ±15 МПа;
- свыше 100 МПа до 480 МПа вкл. – ±9,5%.

Задача аппаратной реализации метода акустоупругости решена в выпускаемом фирмой «Инкотес» компактном переносном приборе для измерений механических напряжений ИН 5101А, который обеспечивает формирование упругих волн, и измерение с необходимой точностью времени их распространения. Прибор внесен в Государственный реестр средств измерений в соответствии с Сертификатом об утверждении типа средств измерений [11].

Метод акустоупругости прошел апробацию в условиях действующих энергоблоков АС с РУ ВВЭР-1000, РУ ВВЭР-440 и РУ РБМК-1000, МВИ [10] внесена в указатель нормативных документов [7], которым руководствуются ОАО «Концерн Росэнергоатом» и его филиалы. Однако в указателе нормативных документов [7] отсутствуют документы со статусом СТО и/или РД ЭО, посвященные непосредственно вопросам инструментального контроля НДС трубопроводных систем АС в целях обеспечения качества монтажных и ремонтных работ.

Метод акустоупругости, применяемый для контроля НДС трубопроводов АС, рассматривается как расчетно-экспериментальный. Он не позволяет зафиксировать крутящие моменты и перерезывающие усилия вблизи замыкающего стыка, поэтому в пространственной системе трубопроводов надо дополнительно контролировать НДС тех участков, на которых могут быть выявлены дополнительные изгибные моменты от перерезывающих усилий, приложенных при сварке замыкающего стыка. Сопоставление экспериментальных данных, полученных на этапах монтажа и ввода в эксплуатацию трубопроводов и оборудования АС, с результатами проектных расчетов позволит откорректировать расчетные модели и уточнить оценки обеспечения проектного ресурса (для сооружаемых энергоблоков) и остаточного ресурса (для действующих энергоблоков).

Для действующих энергоблоков АС применение метода акустоупругости для контроля параметров НДС необходимо, в первую очередь, при продлении срока эксплуатации (ПСЭ) для подтверждения безопасности в соответствии с требованиями НП-017-2000 [2]. Применение метода акустоупругости позволит получить и занести в паспорта безопасности параметры фактического НДС, характеризующие фактическое техническое состояние технологически элементов АС и их опорно-подвесной системы. Это позволит повысить достоверность оценки остаточного ресурса, так как руководящие документы эксплуатирующей организации [12-13] предписывают учет фактического технического состояния технологических элементов АС при оценке остаточного ресурса.

До разработки МВИ [10] и приборного обеспечения контроль параметров НДС при выполнении работ в обеспечение ПСЭ был практически невозможен с учетом сжатых сроков на проведение обследования на действующих энергоблоках.

Поэтому на действующих энергоблоках целесообразно применять метод акустоупругости в процессе выполнения ремонтных работ, проводимых с полным роспуском трубопровода. Это позволит избежать дополнительных остановов энергоблока непосредственно для обследования технического состояния трубопроводов и оборудования в целях обоснования ПСЭ.

Применение метода акустоупругости также актуально на сооружаемых и проектируемых энергоблоках АС для обеспечения безопасной эксплуатации и заданных показателей надежности элементов АС (трубопроводов и оборудования). Для этого необходима как доработка программ обеспечения качества в соответствии с НП-011-99 [14] (таких как, ПОКАС (О), ПОКАС (П), ПОКАС (С) и ПОКАС (ВЭ)), так и разработка необходимой нормативно-методической и исполнительной документации по применению метода акустоупругости при монтаже трубопроводных систем и вводе энергоблоков в эксплуатацию, а также по архивированию результатов измерений и сопоставления с их проектными расчетными данными в так называемых информационных паспортах безопасности, которые должны в дальнейшем дополняться на этапах эксплуатации, продления срока эксплуатации и вывода из эксплуатации.

Список литературы

1. Ростехнадзор. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97. ПНАЭ Г-01-011-97.
2. Основные требования к продлению срока эксплуатации блока атомной станции. НП-017-2000. 2000.
3. РД 95 10547-99. Минатом России. Руководство по применению концепции безопасности течь перед разрушением к трубопроводам АЭУ. Р-ТПР-01-99, М., 1999 (срок действия продлен до марта 2011 г. по согласованию с Госатомнадзором России в 2009 г.).
4. Руководство по обеспечению целостности трубопроводов и оборудования контура многократной принудительной циркуляции и систем, важных для безопасности реакторной установки РБМК-1000. РД ЭО 1.1.2.05-0842-2010, 2011.
5. ОАО «Концерн Росэнергоатом». Применение концепции «исключения разрывов» для трубопроводов и коллекторов Ду300 КМПЦ и СВБ энергоблоков АЭС с РБМК-1000. РД ЭО 0513-03, 2003.
6. НП-082-07. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций. Введены в действия с 1 июня 2008 г.
7. ОАО «Концерн Росэнергоатом». Указатель технических документов, регламентирующих обеспечение безопасной эксплуатации энергоблоков АС (обязательных и рекомендуемых к использованию). Приложение к приказу от 29.11.2010 № 1566.
8. ИЦД НИКИЭТ. Методические рекомендации по оптимизации объемов и периодичности ЭНК оборудования, трубопроводов и конструкций АС. 840.45 М, 2007.
9. Ростехнадзор. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов АЭУ. ПНАЭ Г-7-002-86.
10. ООО «ИНКОТЕС». Элементы оборудования АЭС. Методика выполнения измерений механических напряжений, возникающих в результате технологических воздействий, методом акустоупругости (свидетельство об аттестации в органах Ростехрегулирования №633/17004; номер регистрации ФР.1.28.2009.06227 в Федеральном реестре методик выполнения измерений, применяемых в сферах распространения государственного метрологического контроля и надзора).
11. Росстандарт. Сертификат об утверждении типа средств измерений № RU.C.28.011.A № 20395.
12. РД ЭО 0330-01. Руководство по расчету на прочность оборудования и трубопроводов реакторных установок РБМК, ВВЭР и ЭГП на стадии эксплуатации. 2001.
13. «Концерн Росэнергоатом». Оценка технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов, сосудов и насосов энергоблоков атомных станций. Методика. РД ЭО 1.1.2.09.0774-2011. Введено с 01.09.2009 г. Приказом №563 от 03.05.2011.
14. Ростехнадзор. Требования к программе обеспечения качества для атомных станций. НП-011-99.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ МОДЕЛИ ПАРОГЕНЕРАТОРА ВВЭР В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ В СЛУЧАЕ ЗАПРОЕКТНОЙ АВАРИИ С НАЛОЖЕНИЕМ ТЕЧИ ПО ВТОРОМУ КОНТУРУ

Морозов А.В., Ремизов О.В., Калякин Д.С.
ГНЦ РФ - Физико-энергетический институт имени А.И. Лейпунского, Обнинск

Введение

Существенные технологические отличия проекта “АЭС-2006” (РУ В-392М) с пассивными системами безопасности от других проектов АЭС с ВВЭР обуславливают особенности протекания аварий с течами теплоносителя из первого контура реакторной установки и отказом активной части САОЗ.

В случае аварии, связанной с разрывом трубопроводов первого контура и нарушением работы источников электропитания, система СПОТ обеспечивает перевод парогенераторов (ПГ) на работу в режиме конденсации пара, поступающего в трубчатку ПГ из реактора. В результате этого в активную зону поступает конденсат из парогенераторов, который обеспечивает её дополнительное охлаждение. Однако, в случае запроектной аварии возможно повреждение трубопроводов второго контура или элементов паро-конденсатного тракта СПОТ. При подобных авариях уровень в трубчатке ПГ будет снижаться, что может отрицательно повлиять на величину конденсационной мощности. Для изучения работы парогенератора реактора ВВЭР в конденсационном режиме в ГНЦ РФ-ФЭИ был создан стенд ГЕ2М-ПГ.

Экспериментальная установка

Стенд ГЕ2М-ПГ является крупномасштабной экспериментальной установкой, предназначенной для исследования работоспособности пассивных систем безопасности, входящих в проект реактора ВВЭР нового поколения [1].

В состав стенда входят: модель парогенератора реактора ВВЭР, бак-аккумулятор пара с системой подачи пара от теплоэлектроцентра́ли (ТЭЦ), имитатор теплообменника СПОТ, охлаждаемый технической водой. Основное оборудование стенда связано между собой трубопроводами и оснащено запорно-отсечной арматурой. Высотные отметки размещения оборудования соответствуют проектным. Для уменьшения тепловых потерь оборудование и технологические линии теплоизолированы. На рисунке 1 показано размещение основного оборудования стенда ГЕ2М-ПГ.

При разработке парогенератора для стенда за базовый аппарат был принят существующий парогенератор ПГВ-1000 реактора ВВЭР. Геометрия теплопередающей трубки теплообменника: длина, наружный диаметр, толщина стенки соответствует геометрии трубки натурного парогенератора. Расстояние между крайними рядами трубок, использованного на стенде теплообменника, соответствует высоте трубного пучка парогенератора ПГВ-1000, что обеспечивает штатный режим конвекции воды в объёме межтрубного пространства. Площадь поверхности трубного пучка теплообменного аппарата, использовавшегося на стенде, в 48 раз меньше площади теплообменных трубок натурного парогенератора.

Модель парогенератора стенда ГЕ2М-ПГ представляет собой теплообменный аппарат с двумя вертикальными коллекторами ∅219 мм (“горячим” и “холодным”). Трубный пучок состоит из 248 горизонтальных змеевиковых труб, набранных в 62 ряда с постоянным шагом 36,5 мм по высоте коллектора 2225 мм. Каждый ряд состоит из 4 труб диаметром 16х1,5 мм и длиной 10,2 м. Для обеспечения стока конденсата из трубного пучка, змеевики выполнены с уклоном от центра в сторону обоих коллекторов с высотным перепадом 20 мм. Материал трубок – нержавеющая сталь Х18Н10Т.

На рисунке 2 приведена технологическая схема стенда ГЕ2М-ПГ с обозначением вспомогательных систем, обеспечивающих проведение опытов. В их состав входят: система поддержания давления и система сбора конденсата из горячего и холодного коллекторов модели парогенератора.

Система поддержания давления стенда ГЕ2М-ПГ предназначена для обеспечения постоянства теплофизических параметров при проведении экспериментов. Основным элементом данной системы является конденсатор-теплообменник, оснащенный запорной и регулирующей арматурой.

В ходе проведения экспериментов проводилась регулировка расхода пара из бака Б3 в конденсатор теплообменник с помощью вентиля В75. Пар конденсировался в теплообменнике-конденсаторе, охлаждаемом с помощью технической воды через арматуру В76, В77 и направлялся в дренаж. Изменение расхода пара давало возможность, как уменьшать, так и увеличивать величину давления на стенде. Регулировка вентиля В75 проводилась по команде оператора стенда на основании информации, получаемой от датчика давления пара на входе в модель ПГ. Использование данной системы позволяло поддерживать в ходе опытов давление с точностью ±10 кПа.

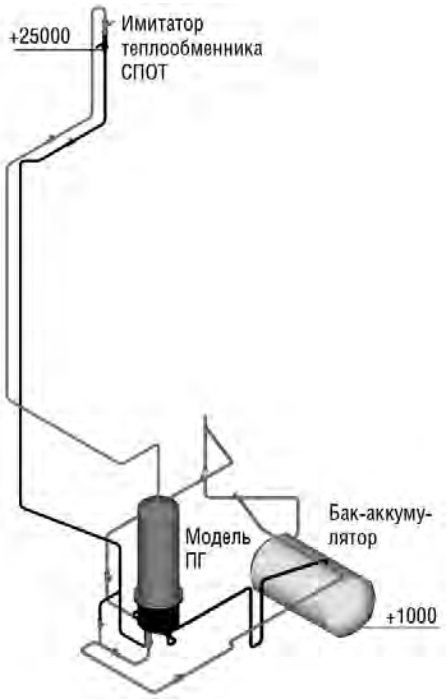


Рис. 1. Размещение основного оборудования на стенде ГЕ2М-ПГ

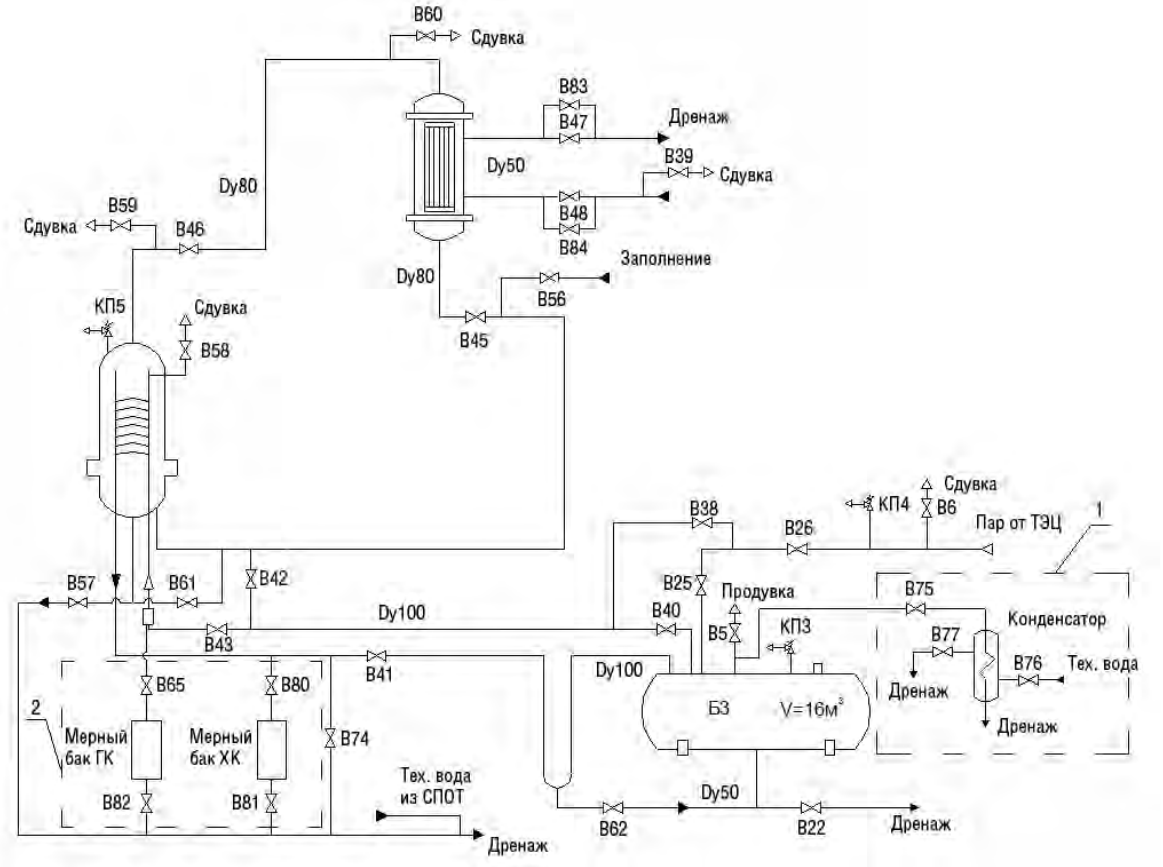


Рис. 2. Технологическая схема стенда ГЕ2М-ПГ. 1 – система поддержания давления, 2 – система сбора конденсата

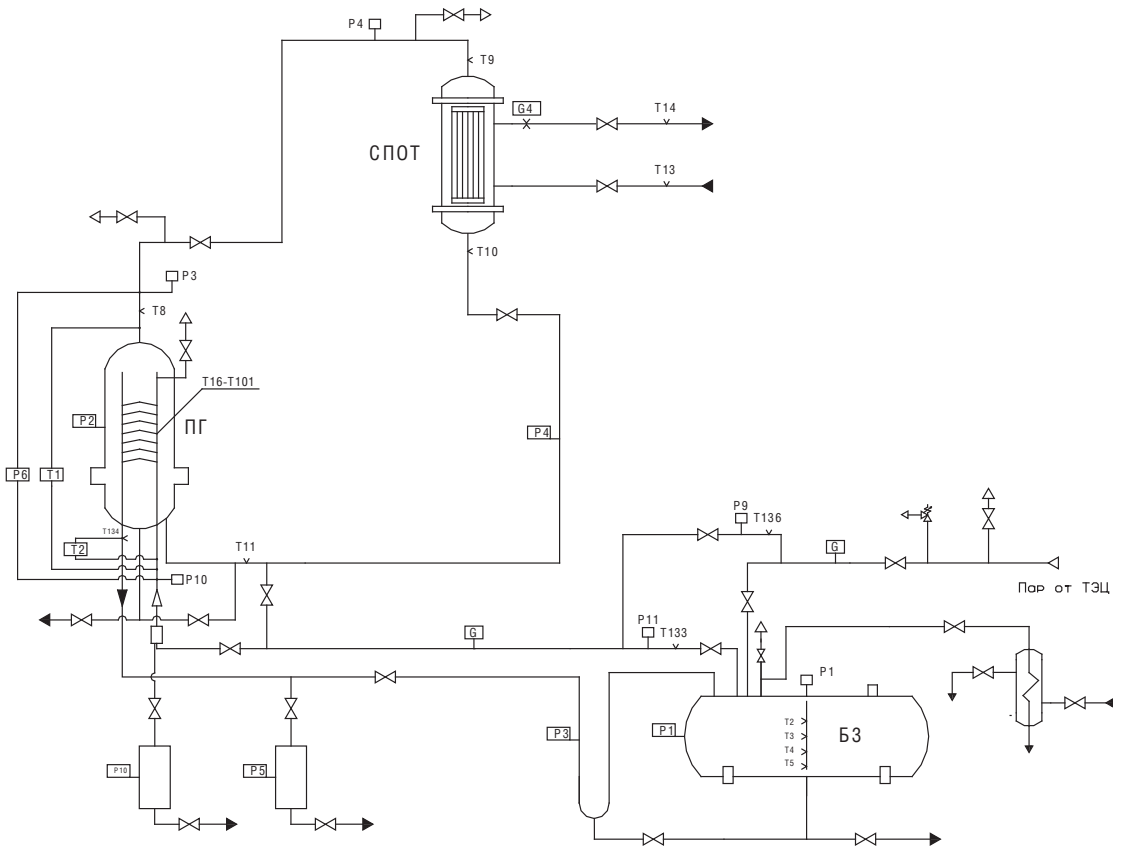


Рис. 3. Схема размещения датчиков и приборов КИП на стенде ГЕ2М-ПГ

Во время проведения экспериментов на крупномасштабном теплогидравлическом стенде ГЕ2М-ПГ измерялась конденсационная мощность модели ПГ. Данная величина определялась во время опытов как по показаниям вихревого расходомера пара Метран-332 на входе в парогенератор, так и прямыми измерениями количества образующегося в трубчатке ПГ конденсата, с помощью входящей в состав стенда системы сбора конденсата (позиция 2 на рис.2).

Контрольно-измерительные приборы, установленные на стенде, позволяют как при подготовке к экспериментам, так и при проведении опытов регистрировать основные теплофизические параметры установки. Схема размещения датчиков и приборов КИП на стенде ГЕ2М-ПГ представлена на рисунке 3.

Во время экспериментов проводилось измерение следующих основных параметров установки:

- давление среды первого контура на входе в стенд, в баке Б3, на входе в модель ПГ;
- давление среды второго контура на выходе из модели ПГ и на входе в имитатор СПОТ;
- перепад давлений между первым контуром (на входе в горячий коллектор) и вторым контуром (на выходе из модели ПГ);
- температура среды первого контура на входе на стенд и на линии подачи пара в Б3;
- температуру среды второго контура на выходе из модели ПГ, на входе/выходе имитатора теплообменника СПОТ, входе в ПГ;
- температура технической воды третьего контура на входе/выходе из трубчатки имитатора теплообменника СПОТ;
- перепад температур между горячим и холодным коллекторами ПГ, а также между первым и вторым контурами стенда (дифференциальные термопары);
- расходы среды первого контура (пар) на входе в модель ПГ, третьего контура (вода) на входе в имитатор СПОТ, а также общий расход пара от ТЭЦ;
- уровень воды в баке Б3, в модели ПГ, в гидрозатворе первого контура, а также в опускном участке трубопровода второго контура.

Регистрация давления по контуру выполняется с помощью дифференциальных преобразователей МЕТРАН-ДИ; для измерения температуры применяются кабельные термопары из термопарного кабеля типа КТМС, ∅ 1,0 – 1,5 мм.; расход воды по 3 контуру контролируется с помощью электромагнитного расходомера МЕТРАН-370. Частота опроса измерительных каналов системы сбора составляет 1 Гц.

Измерение расходов пара от ТЭЦ и на входе в модель ПГ осуществляется с помощью вихревых расходомеров МЕТРАН-332 с частотой 0,125 Гц.

Измерение уровней в баке Б3, в корпусе модели ПГ, опускном трубопроводе 2 контура и мерных баках производится гидростатическим методом с помощью датчика МЕТРАН-100-ДД.

Измерение перепадов температуры между контурами стенда dT_1, а также горячим и холодным коллекторами dT_2 проводится с помощью предварительно протарированных дифференциальных термопар с изолированным спаем ∅ 1,5 мм. Кроме того на стенде измеряется температура T_{134} в нижней части холодного коллектора ПГ.

Основной вклад в погрешности измерений теплофизических параметров вносила погрешность используемых измерительных приборов. Приведённая погрешность каналов измерения температуры составляет 0,81%. Приведённая погрешность каналов измерения давления и уровня составляет 0,3%. Погрешность измерения расхода пара в первом контуре определяется погрешностью вихревого счетчика пара “Метран-332” и составляет 1,5%.

Методика проведения опытов

В начале серии экспериментов проводилось заполнение модели ПГ водой и прогрев стенда. Через вентиль В56 модель ПГ заполнялась холодной водой до уровня на 0,5 м выше трубчатки ПГ. Уровень заполнения контролировался датчиком-уровнемером на базе прибора Метран-100-ДД. После окончания заполнения вентиль В56 перекрывался. Затем открывалась арматура В26, В38, В40 на паропроводе от ТЭЦ. Пар с заданным давлением при соответствующей температуре насыщения начинал поступать в объем бака Б3, прогревая его.

Одновременно, путем открытия продувочного вентиля на баке, осуществлялась периодическая сдувка паро-воздушной смеси из объема бака в атмосферу. После прогрева бака и имеющейся в нем воды до температуры насыщения, контролируемой по показаниям термопар в баке, открывался вентиль В43 и пар начинал поступать в трубный пучок парогенератора. Для удаления воздуха из объема трубчатки происходило его стравливание через воздушники, установленные в верхних точках коллекторов – вентиля В49 и В58. Слив конденсата при прогреве ПГ осуществлялся в дренаж через вентиль В74. При прогреве парогенератора по показаниям термопар T_{36}-T_{55}, размещенных внутри корпуса, а также датчиков давления, контролировались параметры среды второго контура. После нагрева воды в объёме ПГ до температуры 100 ^{0}С начинался процесс кипения. Образующийся пар поступал в трубопроводы второго контура. Охлаждаясь на холодных стенках труб и трубчатке имитатора СПОТ пар конденсировался, а образующийся конденсат возвращался в модель ПГ. В процессе прогрева через воздушник В59 происходило периодическое стравливание паро-воздушной смеси в атмосферу, что позволяло гарантировать в верхней части модели ПГ только паровую среду перед началом опытов. Прогрев стенда происходил до установления во втором контуре ПГ стационарных параметров среды.

Перед началом проведения эксперимента открывали вентиль В41 и образовывался контур циркуляции. После этого открывались вентиля В47 и В48 на контуре технической воды (третий контур стенда), начиналась ее циркуляция через имитатор теплообменника СПОТ. С помощью вентилей В48, В83 устанавливался необходимый для создания заданной конденсационной мощности расход воды. Контроль за величиной расхода осуществлялся по показаниям расходомера G_4. Появление расхода холодной воды обуславливало увеличение конденсации пара во втором контуре, что приводило к снижению давления (температуры) второго контура. После выхода парогенератора на заданные параметры, производилась выдержка стенда в стационарном состоянии (стационарный режим №1), которое определялось постоянством давления сред первого и второго контуров стенда и стационарностью теплового баланса между контурами стенда.

Через время не менее 1800 с. начинался перевод стенда в другое стационарное состояние, определяемое уровнем воды в межтрубном пространстве ПГ. Для слива воды из ПГ открывался вентиль В57. Слив воды осуществлялся до необходимого уровня в парогенераторе,

при этом контроль уровня теплоносителя определялся по уровнемеру. После достижения уровнем необходимой отметки, дренажный вентиль закрывался. Начинался переходной режим, в течении которого стабилизировались основные параметры стенда. Основным критерием перехода стенда в стационарное состояние являлось постоянство величины температурного напора (разности давлений) между средами 1 и 2 контуров. Стабилизация данной величины означало, что стенд перешел в следующее стационарное состояние. Аналогичным образом происходил дальнейший ход эксперимента.

Переносимость результатов на реальную АЭС

Конденсационная мощность парогенератора ВВЭР определяется параметрами среды второго контура (температурным напором между первым и вторым контурами при P_I=const). Давление же среды второго контура зависит от мощности снимаемой теплообменником СПОТ. Мощность СПОТ, в свою очередь, также зависит от величины давления второго контура.

Особенностью экспериментального стенда ГЕ2М-ПГ является то, что на нем применяется водяной имитатор теплообменника СПОТ, а в реакторе ВВЭР – воздушный. В связи с этим, основным критерием, который позволяет переносить полученные экспериментальные данные по исследованию конденсационной мощности ПГ на реальную установку является совпадение зависимости мощности СПОТ от давления среды второго контура на стенде и на реальной установке.

Поэтому, перед началом экспериментов была получена мощностная характеристика водяного имитатора СПОТ, установленного на стенде, которая была сопоставлена с параметрами воздушного теплообменника СПОТ.

На рисунке 4 показано изменение относительной мощности водяного имитатора СПОТ, полученной на стенде ГЕ2М-ПГ и относительная мощность воздушного теплообменника СПОТ реактора ВВЭР, характеристика которого получена на стенде ОКБ “Гидропресс” [2].

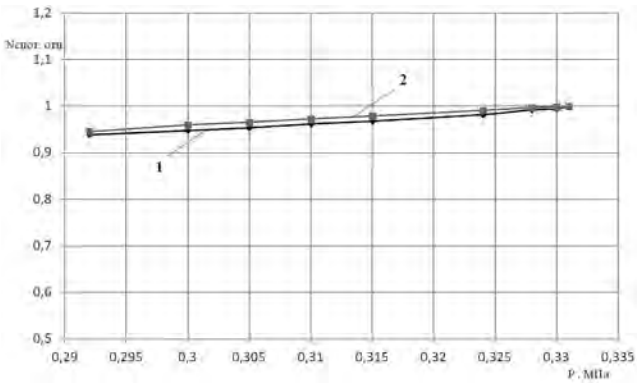


Рис. 4. Изменение относительной мощности СПОТ от давления второго контура. 1 — воздушный СПОТ реактора ВВЭР; 2 — водяной СПОТ стенда ГЕ2М-ПГ

Как можно видеть на графике, различие в величинах относительной мощности водяного и воздушного теплообменников СПОТ в диапазоне давлений, при которых проводился эксперимент, не превышает 3%. Это, а также геометрические характеристики трубного пучка модели парогенератора и режимные параметры опыта, соответствующие условиям запроектной аварии, позволяют применить полученные результаты для обоснования работы парогенератора ВВЭР в режиме конденсации пара.

Экспериментальные результаты

Согласно методике, описанной выше, в эксперименте был получен ряд стационарных состояний (С1-С8), характеризующихся разными величинами уровня воды в корпусе ПГ и температурными напорами между контурами. При переходе с одного стационарного состояния стенд находился в переходных режимах (ПР1-ПР7), длительность которых определялась временем слива теплоносителя из парогенератора и последующим временем стабилизации температурного напора между контурами. Основные параметры эксперимента, приведены в таблице.

Таблица. Основные параметры эксперимента

Номер режима	Уровень в ПГ $H_{ПГ}$, м	Временной интервал, $\Delta\tau$ с	Конденсационная мощность модели ПГ $N_{кон}$, кВт	Давление 1 контура P_I, МПа	Температурный напор ΔT, ^{0}C
С1	3,62	1187-1787	145,8	0,360	2,9
ПР1	-	1787-3322	-	-	-
С2	3,16	3322-3922	144,1	0,360	3,0
ПР2	-	3922-5767	-	-	-
С3	2,71	5767-6367	142,1	0,359	3,2
ПР3	-	6367-8379	-	-	-
С4	2,27	8379-8979	142,6	0,359	3,6
ПР4	-	8979-10974	-	-	-
С5	1,84	10974-11574	139,1	0,360	4,7
ПР5	-	11574-13101	-	-	-
С6	1,62	13101-13701	138,3	0,359	5,1
ПР6	-	13701-15165	-	-	-
С7	1,52	15165-15765	137,0	0,360	5,8
ПР7	-	15765-17404	-	-	-
С8	1,41	17404-18004	132,8	0,360	7,2

Основным условием получения качественных экспериментальных данных является постоянство основных параметров стенда в стационарных режимах. В качестве примера на рисунках 5-7 показано изменение основных параметров стенда, полученных в стационарном режиме №2: давление сред первого и второго контуров, температурный напор и конденсационная мощность. Из графиков можно увидеть, что все основные параметры стенда в ходе стационарного режима находились на постоянном уровне.

На рисунке 8 показано изменение уровня в модели парогенератора в ходе всего опыта. Из рисунка видно что, уровень в корпусе ПГ в эксперименте был снижен с отметки в 3,62 м, что соответствует 62 залитых водой рядам теплообменных трубок до отметки в 1,41 м, что соответствует шести рядам труб, находящихся под уровнем жидкости.

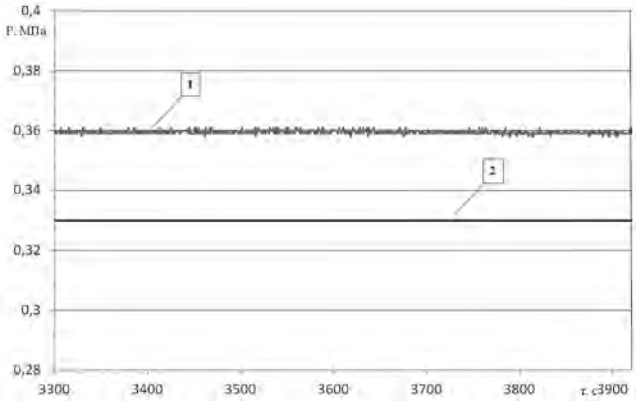


Рис. 5. Давление 1 и 2 контуров стенда в стационарном режиме №2. 1 — давление первого контура; 2 — давление второго контура

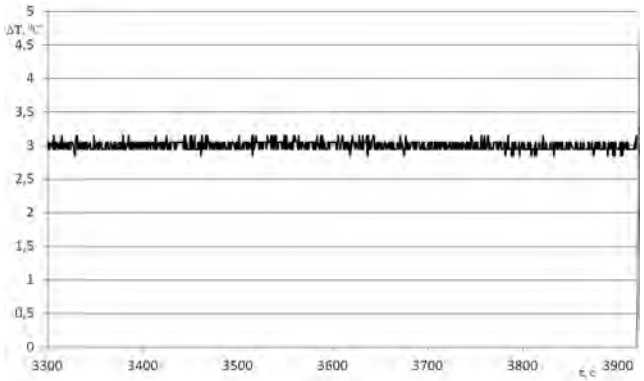


Рис. 6. Температурный напор между контурами в стационарном режиме №2

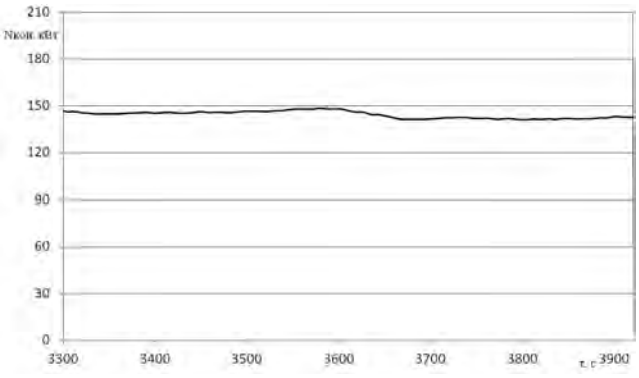


Рис. 7. Конденсационная мощность парогенеартора в стационарном режиме №2

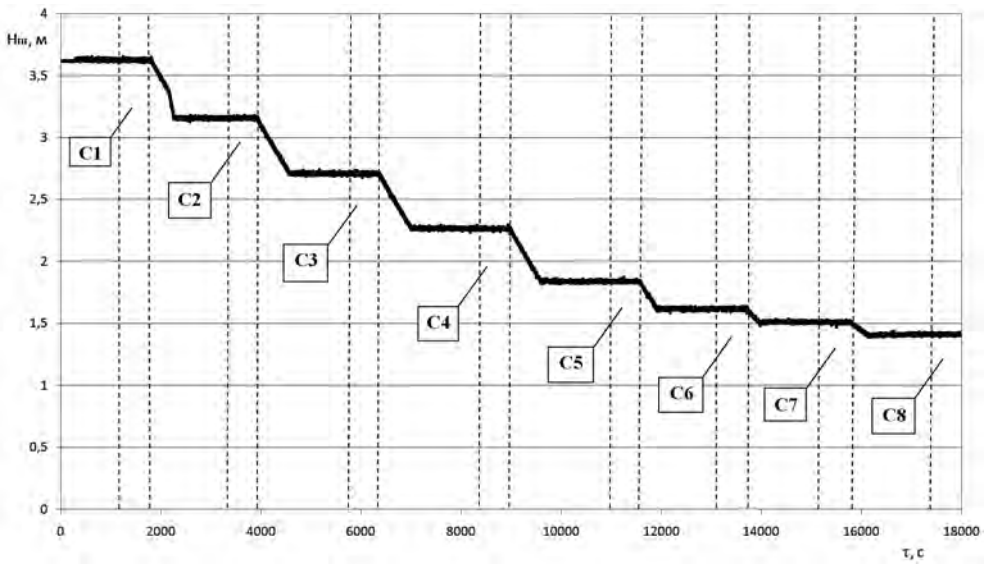


Рис. 8. Изменения уровня в модели ПГ в эксперименте

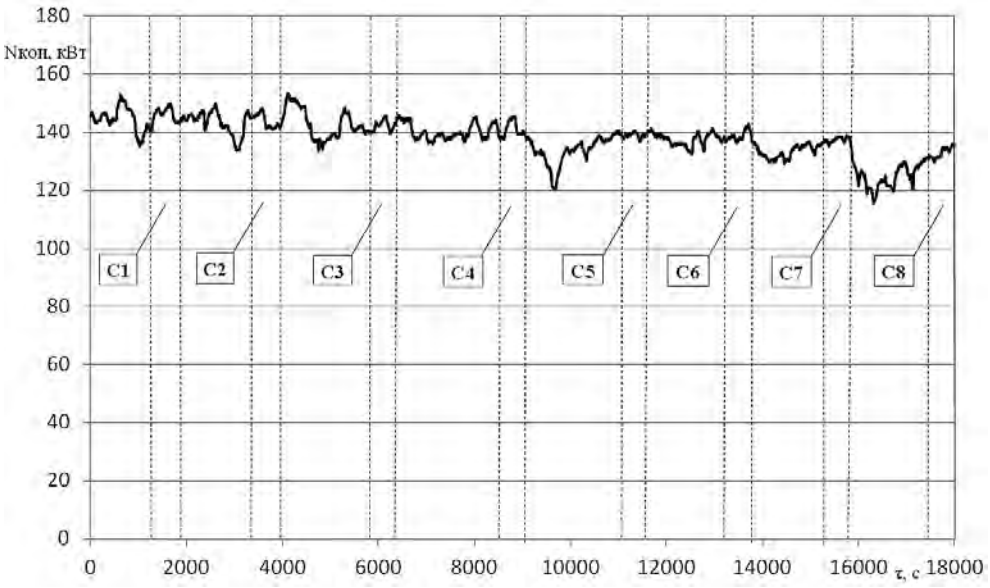


Рис. 9. Изменение конденсационной мощности модели ПГ в эксперименте

На рисунке 9 представлено изменение конденсационной мощности ПГ в ходе опыта. Из графика можно увидеть, что, несмотря на то, что площадь теплообменной поверхности изменилась более чем в 10 раз, конденсационная мощность снизилась только на 9%.

Таким образом, результаты проведенных исследований показали, что ПГ работая в конденсационном режиме, обладает достаточно большой устойчивостью к снижению уровня теплоносителя во втором контуре. Установлено, что уменьшение теплообменной поверхности в 10 раз, т.е. уменьшение количества работающих рядов теплообменных труб с 62 до 6 приводит к снижению конденсационной мощности только на 9%.

Причиной этого является наличие в системе парогенератор – теплообменник СПОТ отрицательных обратных связей. Изменение уровня воды в ПГ, приводившее к уменьшению площади теплообменной поверхности, вызывало снижение расхода пара в трубчатку, что вело к уменьшению величины давления второго контура. Это, в свою очередь, приводило к увеличению температурного напора между 1 и 2 контурами стенда. Данное изменение компенсировало снижение площади теплообменной поверхности и привело к практически постоянной величине конденсационной мощности.

Выводы

На крупномасштабном стенде ГЕ2М-ПГ проведено исследование конденсационного режима работы парогенератора ВВЭР проекта «АЭС-2006» в случае снижения уровня воды в корпусе парогенератора. В результате выполненных экспериментов была получена зависимость изменения конденсационной мощности от уровня залива модели парогенератора. Установлено, что уменьшение теплообменной поверхности в 10 раз приводит к снижению конденсационной мощности только на 9%. Это происходит за счет наличия в системе отрицательных обратных связей, которые поддерживают конденсационную мощность на начальном уровне.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о достаточно большой устойчивости парогенератора ВВЭР, работающего в режиме конденсации пара, к снижению уровня теплоносителя во втором контуре.

Список литературы

1. А.В. Морозов, О.В. Ремизов, А.А. Цыганок, Д.С. Калякин. Исследование влияния неконденсирующихся газов на работу парогенератора ВВЭР в конденсационном режиме на крупномасштабном стенде. Сборник трудов 17-ой ядерной конференции тихоокеанского бассейна, г. Канкун, Мексика, 2010.

2. А.С. Коршунов, Г.С. Таранов. Использование пассивных технологий обеспечения безопасности в проекте НВАЭС-2. Пути совершенствования пассивных технологий для исключения тяжёлых аварий. Сборник докладов 6-ой международной научно-технической конференции “Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики”. Москва, 2008.

КОНЦЕПЦИЯ РАСШИРЕННОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПЕРВОГО КОНТУРА В ЭНЕРГОБЛОКАХ С ВВЭР-1000(1200) И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЁ РЕАЛИЗАЦИИ

Благовещенский А.Я., Бор С.М., Конович М.Н., Митюков В.Н.
Санкт-Петербургский Государственный Политехнический Университет
Молчанов А.В., Безлепкин В.В., Кухтевич В.О.
ОАО Санкт-Петербургский научно-исследовательскй и проектно-конструкторский институт "Атомэнергопроект"
Мохов В.А., Беркович В.Я.,
ОАО ОКБ "Гидропресс", г. Подольск
Драгунов Ю.Г.
ОАО НИКИЭТ им. Н.А. Доллежаля, Москва
Давиденко Н.Н., Смирнягин А.В.
ОАО "Концерн Росэнергоатом", Москва
Канышев М.Ю., Богачек Л.Н., Бай В.Ф., Игнатьев Н.А.
Калининская атомная станция, г. Удомля
Аксёнов В.И.
ОАО "Атомэнергоремонт", г. Мытищи
Шумский Б.Е., Выговский С.Б.
Московский Государственный Инженерно-Физический Институт (НИЯУ)

В результате творческого сотрудничества "вузовской науки" с ведущими структурами атомной отрасли были выявлены существенные внутренние резервы в энергоблоках с ВВЭР – 1000 (1200) по расширенному использованию естественной циркуляции теплоносителя первого контура (ЕЦТ) как важнейшего фактора повышения их надёжности и безопасности. Показана принципиальная возможность работы реакторной установки (РУ) на 30 % мощности от номинальной при неработающих главных циркуляционных насосах (ГЦН) на ЕЦТ. Такой режим базируется на благоприятных конструктивных решениях РУ, заложенных Главным Конструктором, и увеличении подогрева теплоносителя в реакторе до величины, не превышающей 100 К (точнее 95 К).

1. ОБЩИЕ ВЗАИМОСВЯЗИ ПАРАМЕТРОВ И ХАРАКТЕРИСТИК В РЕЖИМАХ ЕЦТ

Допустимая мощность РУ на ЕЦТ (при однофазном состоянии) зависит от сочетания целого ряда факторов, к которым относятся: теплофизические свойства теплоносителя, принятые конструктивные решения ("геометрия"), а также допустимые режимные теплотехнические параметры. Выражение, иллюстрирующее влияние отдельных факторов на величину мощности в режиме ЕЦТ, может быть записано в виде:

$$Q_{ЕЦТ} \sim \overline{C}_P \overline{\rho}\overline{\beta}^{0,5} \Delta T^{1,5} \Delta H^{0,5} F_{АЗ} R^{-0,5} \qquad (1)$$

где $\overline{C}_P$, $\overline{\rho}$, $\overline{\beta}$ - соответственно средние: удельная массовая теплоёмкость, плотность и коэффициент температурного расширения теплоносителя; ΔT — подогрев теплоносителя в активной зоне; ΔH — смещение по вертикали середины парогенератора (ПГ), относительно активной зоны (АЗ); $F_{АЗ}$ — площадь живого сечения активной зоны; R — коэффициент гидравлического сопротивления контура, приведённый к средней скорости теплоносителя в активной зоне.

Относительный уровень мощности в режиме ЕЦТ определяется как:

$$\frac{Q_{ЕЦТ}}{Q_0} = \left(\frac{g\overline{\beta}\overline{\rho}\Delta T_0 \Delta H}{\Delta P_0} \right)^{0,5} \left(\frac{\Delta T}{\Delta T_0} \right)^{1,5} \qquad (2)$$

где ΔP_0 - условное гидравлическое сопротивление контура, включающее поправку на сопротивление неработающих ГЦН. Индекс "0" относится к номинальному режиму.

В РУ с ВВЭР-1000 достигнута с подтверждением опытным путём в натурных условиях величина мощности в режиме ЕЦТ 10 % от номинальной при подогреве теплоносителя в реакторе $\Delta T = 46$ К и сохранении номинального давления пара в ПГ, равного 6,4 МПа.

Нашими совместными исследованиями показано, что возможности работы РУ с ВВЭР-1000 на ЕЦТ могут быть существенно расширены [1]. Благоприятным фактором является большая величина $\Delta H = 9$ м, неблагоприятным – большая величина коэффициента гидравлического сопротивления остановленного ГЦН, в 1,5 раза превышающего коэффициент гидравлического сопротивления собственно контура.

Как следует из (2) возможность увеличения уровня мощности в режиме ЕЦТ может быть реализована только за счёт увеличения подогрева теплоносителя в реакторе.

2. ОБОСНОВАНИЕ ПРОГРАММЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РУ В РЕЖИМЕ ЕЦТ

При ограничениях по температуре выхода теплоносителя из реактора – Тгор увеличение подогрева теплоносителя в реакторе ΔT может быть достигнуто только снижением температуры на выходе из ПГ (на входе в реактор) – Тхол. Т.е. роль ПГ в решении задачи интенсификации ЕЦТ в I контуре является определяющей. Снижение Тхол обеспечивается переводом ПГ на режим со скользящим давлением пара – ρ_2, уменьшающимся при увеличении мощности РУ. На базе детального теплогидравлического расчёта РУ на ЕЦТ в широком диапазоне мощностей была сформирована программа регулирования мощности (температурные "усы" по I контуру, увязанные с давлением пара в ПГ), представленная на Рис. 1. Программа рекомендуется к реализации в диапазоне мощностей до 900 МВт (т.е. до 30 % номинальной тепловой мощности реактора).

Было проведено моделирование теплогидравлических условий в активной зоне в режимах ЕЦТ в начале и конце топливной кампании с использованием разработанной в МИФИ трёхмерной программы NOSTRA.

Анализ результатов моделирования показывает, что теплотехническая надёжность активной зоны ВВЭР-1000 в режиме ЕЦТ на энергетических уровнях мощности определяется следующими обстоятельствами.

Во-первых, при ЕЦТ имеется благоприятный характер распределения расходов теплоносителя по кассетам, который обусловлен определяющей ролью нивелирной составляющей в общем перепаде давлений между входом и выходом ТВС. Это обстоятельство обеспечивает "самопрофилирование" расхода теплоносителя и сведение к минимуму температурной неравномерности на выходе из ТВС.

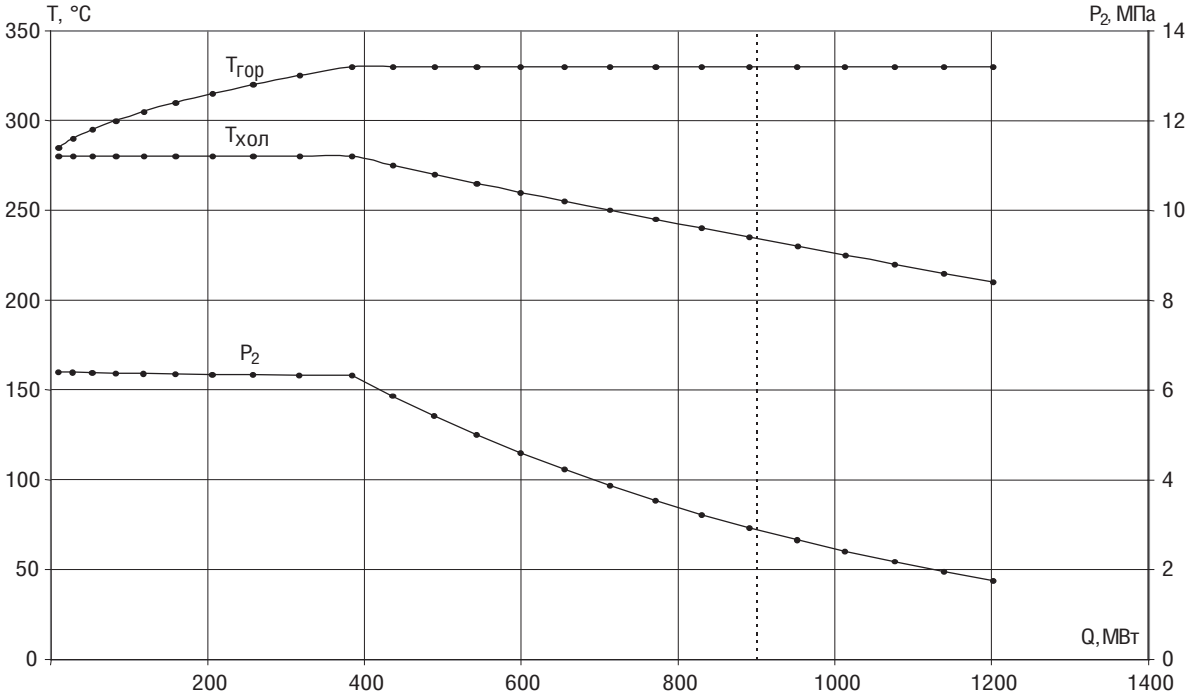


Рис.1. Программа регулирования установки

Во-вторых, высокий подогрев теплоносителя благоприятен с точки зрения увеличения запаса до кризиса теплоотдачи, благодаря вызываемой деформации высотного профиля энерговыделения. Происходит это из-за значительного (примерно на треть) уменьшения плотности теплоносителя от низа до верха активной зоны. В результате высотный профиль энерговыделения имеет резко выраженный максимум в нижней части активной зоны и почти линейный существенный спад к её вершине. Поэтому в верхней части ТВС, в которой критический тепловой поток минимален, тепловой поток с оболочки твэла также мал, что с учётом снижения мощности реактора приводит к величинам запаса до кризиса существенно большим, чем при принудительной циркуляции в работе на номинальной мощности (DNBR = 5 ÷ 7 против обычного 2). В конце топливной кампании этот эффект имеет более выраженный характер.

Расчётный анализ установившегося режима ЕЦТ на мощности 30 % от номинальной и режима выхода на ЕЦТ от нулевого уровня мощности до мощности 30% подтверждает высокую теплотехническую надежность работы активной зоны ВВЭР-1000 как в начале, так и в конце топливной кампании.

Важным вопросом для реализации рассматриваемого режима является анализ напряжённого состояния корпуса реактора в зоне главных патрубков при высоких подогревах теплоносителя в реакторе. Выполненные расчёты показали, что при ΔT, не превышающем 95 K, напряжения не выходят за рамки требований “Норм расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок”.

Расчётный анализ дополнительных термических напряжений в этой зоне, возникающих при изменении мощности, показал, что допустимая скорость изменения мощности в режиме ЕЦТ ограничена величиной 0,06 % / с.

Сравнительный анализ термических расширений узла “ТВС – ВКУ” показал, что отличные от номинального режима температурные условия не приводят к заметному изменению усилия поджатия ТВС к посадочному месту в гнезде шахты реактора.

3. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ ПАРОГЕНЕРАТОР И ПАРОТУРБИННАЯ УСТАНОВКА В УСЛОВИЯХ ЕЦТ

Специфика работы ПГ в режиме ЕЦТ отличается большой гидравлической неравномерностью распределения расхода теплоносителя по горизонтальным рядам трубок. При этом в РУ с ВВЭР-1000 в ПГ наблюдается опрокидывание циркуляции теплоносителя в нижних рядах трубок. Физическая картина появления условий, вызывающих опрокидывание циркуляции, определяется превалирующей ролью нивелирной составляющей давления в вертикальных коллекторах ПГ на фоне пренебрежимо малых гидравлических сопротивлений. Отмеченное обстоятельство при имеющем место распределении гидравлических сопротивлений по контуру циркуляции, когда относительная доля гидравлического сопротивления ПГ в общем сопротивлении I контура составляет менее 10 %, приводит к появлению в нижней части трубного пучка ряда с нулевым перепадом давления между входом и выходом, а ниже его – с отрицательным.

Ранее был получен критерий, определяющий условие, исключающее прекращение и опрокидывание циркуляции в трубках горизонтального ПГ [3]

$$\frac{H_{SG}^{TB}}{m\Delta H} < 2 \qquad (3)$$

здесь:

H_{SG}^{TB} – высота трубного пучка ПГ, м;

m – доля гидравлического сопротивления трубной части ПГ (характеризуемого с достаточной точностью средней трубкой) в общем сопротивлении контура.

В РУ с ВВЭР-1000 условие (3) не выполняется. Поэтому для получения достоверных результатов, связывающих параметры I и II контура при ЕЦТ в предлагаемом

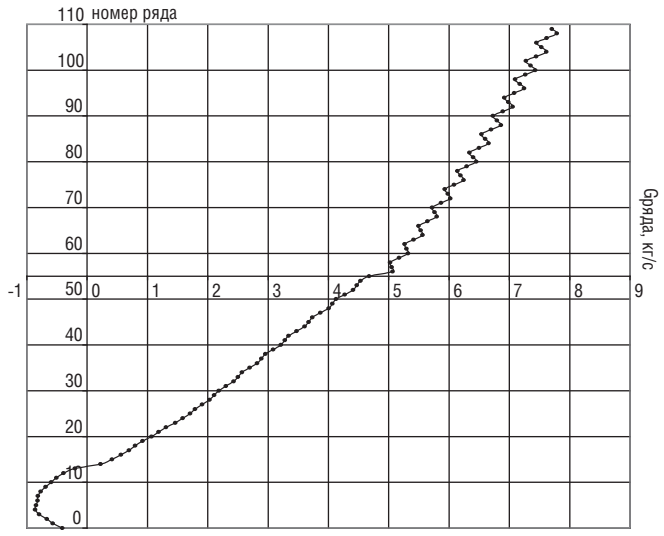


Рис.2. Зависимость расхода теплоносителя в ряду трубок от номера ряда

нештатном режиме работы ПГ, была составлена программа его расчёта, учитывающая специфику условий циркуляции и теплопередачи каждого горизонтального ряда. На Рис. 2 показана величина расхода теплоносителя в каждом ряду трубок в зависимости от его номера для мощности РУ 900 МВт.

Несмотря на то, что отмеченное распределение расхода теплоносителя в ПГ в определённой степени снижает эффективность работы его теплопередающей поверхности, это не препятствует реализации режима работы РУ на ЕЦТ в принятом (из-за других ограничивающих параметров) диапазоне мощностей до 30 % от номинальной. Расчёты показали, что температура теплоносителя I контура на выходе из ПГ, являющаяся результатом смешения теплоносителя из всех рядов трубок, практически отслеживает температуру насыщения пара с незначительным превышением, составляющим не более 2 – 3 °С. В частности, при мощности РУ 900 МВт, имеется следующая связь параметров I и II контура:

- температура теплоносителя на выходе из реактора 330 °С,
- температура теплоносителя на выходе из ПГ 235 °С,
- давление пара и температура насыщения по II контуру соответственно: 2,94 МПа, 232,7 °С. Таким образом, отмеченная выше разность температур не превышает 3 °С.

Условия работы ПГ по обеспечению требуемой сухости пара улучшаются, так как удельная объёмная нагрузка зеркала испарения уменьшается ~ в 1,5 раза при одновременном снижении плотности пара. Сниженное давление пара в ПГ не противоречит пропускной способности турбины и обеспечивает необходимый запас на работу регулирующего клапана. При этом улучшаются условия по обеспечению минимальной влажности пара на последних ступенях турбины, благодаря смещению процесса расширения пара в турбине на диаграмме i – s вправо.

Из-за опрокидывания циркуляции теплоносителя в нижних рядах трубок ПГ в горячем коллекторе в зоне подмешивания “холодной” воды возникают незначительные дополнительные термические напряжения. При очень малых вертикальных шагах установки трубок (19 мм) можно ожидать появления своеобразной гидродинамической нестабильности циркуляции, проявляющейся в периодическом изменении её направления в отдельных рядах трубок (находящихся в зоне, прилежащей к ряду с “нулевым” расходом) и возникновения переменных напряжений. Выполненная на начальной стадии исследований оценка по эквивалентной амплитуде напряжений и усталостной кривой при крайне консервативном подходе, опирающемся на скачкообразное изменение температуры горячего коллектора в зоне опрокидывания циркуляции, дала допустимое количество циклов нагружений, равное 3000. В действительности, в зоне опрокидывания будут формироваться значительно более мягкие условия нагружения из-за очень малых расходов теплоносителя и плавности их изменения (Рис. 2), исключающих принятый в расчётах температурный скачок. Учёт этого обстоятельства позволил полностью закрыть вопрос о циклической прочности горячего коллектора ПГ в режиме ЕЦТ, так как искажение температурного поля и соответственно напряжённого состояния коллектора по сравнению с “базовой” картиной, определяемой условиями теплоотдачи со стороны I и II контуров, оказалось несущественным (пренебрежимо малым).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследований были представлены в серии докладов на международных научно-технических конференциях:

- 14-я МНТК Ядерного общества России, г. Удомля, 2003 г.,
- 4-ая МНТК “Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР”, ОКБ ГП, г. Подольск, 2005 г.,
- 5-ая МНТК “Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики”, Концерн “Росэнергоатом”, Москва, 2006 г.,
- 5-ая МНТК “Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР”, ОКБ ГП, г. Подольск, 2007 г.,
- 6-ая МНТК “Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики”, Концерн “Росэнергоатом”, Москва, 2008 г.,
- 6-ая МНТК “Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР”, ОКБ ГП, г. Подольск, 2009 г.,
- 7-ая МНТК “Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики”, “Концерн Росэнергоатом”, Москва, 2010 г.

Полученные результаты явились основой для принципиального обоснования концепции расширенного использования естественной циркуляции теплоносителя I контура в энергоблоках с ВВЭР – 1000 (1200) [3]. Актуальность практической реализации предлагаемой концепции в первую очередь связана с запроектным режимом (системная авария при длительном полном обесточивании АЭС) и обусловлена тем, что:

- на АЭС, состоящей из 3 – 6 энергоблоков ВВЭР–1000, в режиме полного обесточивания перевод одного блока в режим работы на ЕЦТ способен обеспечить собственные нужды оставшихся энергоблоков, что исключает в этой ситуации зависимость АЭС от внешнего электроснабжения и существенно повышает мобильность и оперативность вывода энергоблоков АЭС в номинальный режим эксплуатации;
- такой режим применим для энергоснабжения не только площадки АЭС, но и “городов-спутников” в случае системной аварии на ЛЭП (до её устранения);

Параметры работы оборудования, систем РУ и энергоблока, а также алгоритмы функционирования систем в предлагаемом режиме использования ЕЦТ отлича-

ются от проектных, использованных при обосновании безопасности и предусмотренных эксплуатационной документацией. Также для обеспечения выхода энергоблока в указанный режим может потребоваться некоторая модернизация обслуживающих систем, а также необходимая корректировка в существующих блокировках и защитах.

Для выполнения данной работы с порядком выполнения и прохождения научно-технической документации, принятым в атомной отрасли, была подготовлена и направлена заявка в план НИОКР ОАО "Атомэнергопром" на 2009 – 2011 годы с названием "Разработка обосновывающих материалов, необходимых для практического внедрения концепции использования естественной циркуляции теплоносителя первого контура в энергоблоках с ВВЭР–1000 (1200), предусматривающей работу энергоблоков на уровнях мощности до 30 % от номинальной при неработающих главных циркуляционных насосах при запроектных авариях". Основанием для заявки являлась Федеральная целевая программа "Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007–2010 годы и на перспективу до 2015 года", Постановление Правительства РФ от 6 октября 2006 года № 605. Головной исполнитель – ОАО Санкт-Петербургский научно-исследовательскй и проектно-конструкторский институт "Атомэнергопроект", однако, эта работа не была включена в план и не получила финансирования.

По результатам рассмотрения на 6-й МНТК "Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР" (ОКБ "Гидропресс" 26-29 мая 2009) в итоговом документе, утвержденном Госкорпорацией "Росатом" 09.06.2009, предлагаемая "Концепция использования ЕЦТ ..." представлена в двух категориях:

1. Особенно актуальные направления научных и проектных работ.

2. Работы, которые требуется своевременно планировать и выполнять.

При рассмотрении "Концепции..." на совещании в ОАО "Концерн Росэнергоатом" 25.02.2010 она была отнесена к категории проектирования новых энергоблоков на базе основного оборудования РУ с ВВЭР–1000 (1200) и ПТУ (Протокол № п-32к/04-06/2010 от 25.02.2010). С учётом этого в сложившейся ситуации продвижение в вопросе практической реализации "Концепции ..." может быть достигнуто включением работ в проект АЭС-2010 (ВВЭР-ТОИ), по которому предусмотрено финансирование.

В сентябре 2010 г. "Концепция ..." была официально поддержана Российским научным центром "Курчатовский Институт" (письмо № 32-17/1213-2367 от 17.09.10), при этом было отмечено, что "... возможность улучшения потребительских характеристик АЭС может быть полезна в рыночной привлекательности проекта".

Учитывая последствия аварии на АЭС "Фукусима-1", необходимо использовать возможности естественной циркуляции теплоносителя как дополнительный фактор повышения безопасности АЭС в экстремальных условиях, в том числе при отключённых ГЦН.

По результатам рассмотрения на 7-й МНТК "Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР" в ОКБ "Гидропресс" (17-20 мая 2011) в Итоговом документе, утвержденном Директором Генеральным Конструктором, предлагаемая "Концепция использования ЕЦТ ..." представлена в двух категориях:

1. Особенно актуальные направления научных и проектных работ.

2. Работы, которые требуется своевременно в необходимом объёме планировать и выполнять с участием Генерального Проектировщика, Научного Руководства и Главного Конструктора (тем самым признаётся необходимость перевода работ из "вузовской" категории на отраслевую основу).

С учётом данных рекомендаций в ПКФ ОАО "Концерн Росэнергоатом" направлена заявка в план НИОКР на 2012 год. Таким образом, практическая реализация "Концепции...", направленной на дальнейшее развитие атомной энергетики на базе заложенных внутренних резервов основного оборудования атомных энергоблоков, обеспечивающей АЭС с ВВЭР–1000 (1200) новое качество – максимальную живучесть при указанной выше запроектной аварии, непосредственно зависит от принятия Руководством атомной отрасли решения о финансировании работ.

Список литературы

1. А.Я. Благовещенский, Л.Н. Богачек, М.Н. Конович, Б.Е. Шумский и др. Возможность эксплуатации ВВЭР-1000 на энергетических уровнях мощности в режимах с потерей принудительной циркуляции теплоносителя. Материалы XIV ежегодной конференции Ядерного Общества РФ, Калининская АЭС, г. Удомля, 2003

2. А.Я. Благовещенский Горизонтальный парогенератор в условиях естественной циркуляции теплоносителя первого контура. Доклад на 7 Международном семинаре по горизонтальным парогенераторам, ОКБ "Гидропресс", г. Подольск, 2006

3. А.Я. Благовещенский, Л.Н. Богачек, Н.Н. Давиденко, Ю.Г. Драгунов, М.Ю. Канышев, С.Б. Рыжов, Б.Е. Шумский и др. Обоснование концепции расширенного использования естественной циркуляции теплоносителя первого контура в энергоблоках с ВВЭР-1000(1200) и задачи по её практическому внедрению. Доклад на 6-й МНТК "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики", Концерн "Росэнергоатом", Москва, 2008

ПРИМЕНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Нодель А.Л., к.т.н. Дроздов С.В.
Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом», г. Москва

Современная международная конкурентная среда в области инжиниринговых услуг при строительстве атомных электростанций диктует требования по оптимизации и унификации производственных процессов на всех стадиях жизненного цикла, начиная от ТЭО проекта и инженерных изысканий, затрагивая стадии проектирования и строительства и заканчивая эксплуатацией и утилизацией объекта.

Одним из перспективных направлений унификации процессов проектирования и строительства является создание типового базового проекта, способного в определенное время к адаптации к выбранной площадке строительства и внешним условиям.

На настоящий момент в отрасли ведется разработка типового оптимизированного информатизированного проекта АЭС на базе реактора типа ВВЭР, включающего в себя и электрическую часть.

Проектирование типовой электрической части двухблочной АЭС на базе инновационного программного комплекса ETAP (Operation Technology, Inc.) позволило разработать главные схемы и схемы оборудования собственных нужд типового проекта. Особенностью является то, что проект разработан в виде информационной модели электрической части. Применение разработанных электрических схем будет происходить на следующих стадиях жизненного цикла АЭС. Так же применение ETAP позволило подтвердить, что характеристики основного электрического оборудования (предварительно согласованные с потенциальными поставщиками), обеспечивают работу АЭС в установившемся режиме и при возникновении переходных процессов.

Одним из важных аспектов использования программного комплекса ETAP является подтверждение работоспособности электрической части АЭС при нормальных условиях эксплуатации, при нарушении нормальных условий эксплуатации и при аварийных режимах.

ETAP представляет собой набор ключевых инструментов, встроенных расчетных модулей и инженерных библиотек, которые позволяют создавать, настраивать и управлять моделью системы. Инструменты ETAP позволяют с легкостью создать однолинейную схему с неограниченным количеством присоединений и элементов, включая детализированное представление измерительных приборов и компонентов систем заземления. Инженерные библиотеки включают полностью проверенные и утвержденные данные, основанные на опубликованных производителем параметрах оборудования, а также возможность дополнения новым оборудование. Функция обмена данными позволяет объединить спроектированную электрическую часть с остальными частями проекта, смоделированными в других программных продуктах.

Также ETAP позволяет отобразить на главной схеме элементы релейной защиты на базе микропроцессорных устройств с указанием защитных характеристик и возможностью графического анализа, и произвести настройку селективности срабатывания устройств защиты. При использовании ETAP стала возможна разработка и проверка схем защиты для оборудования, вводимого в проект впервые.

На стадии привязки типового проекта к площадке и уточнения параметров оборудования стало возможным все предварительно утвержденные сценарии расчётов запускать единым пакетом, обеспечивая контроль корректности ранее сделанного выбора оборудования и подтверждение стабильности работы АЭС в установившемся режиме и при переходных процессах. Программный комплекс позволяет:

- производить быстрый автоматический пересчет режимов при изменении любых электрических параметров оборудования и/или конфигурации схемы;
- подтверждать работоспособность электрической части АЭС при нормальных условиях эксплуатации, при нарушении нормальных условий эксплуатации, при аварийных режимах.

ETAP позволяет создавать неограниченное количество редакций проекта с измененными электрическими параметрами оборудования, а также неограниченное количество конфигураций, включающих различные положения коммутационных аппаратов и режимы загрузки двигателей, что позволяет моделировать режимы работы станции с учетом изменения нагрузки в течение года, а также плановых ремонтов оборудования (Рис.1 и 2). При этом сравнение результатов расчета в каждой редакции и/или конфигурации производится непосредственно в самой программе без необходимости выгрузки всех итоговых отчетов (Рис.3).

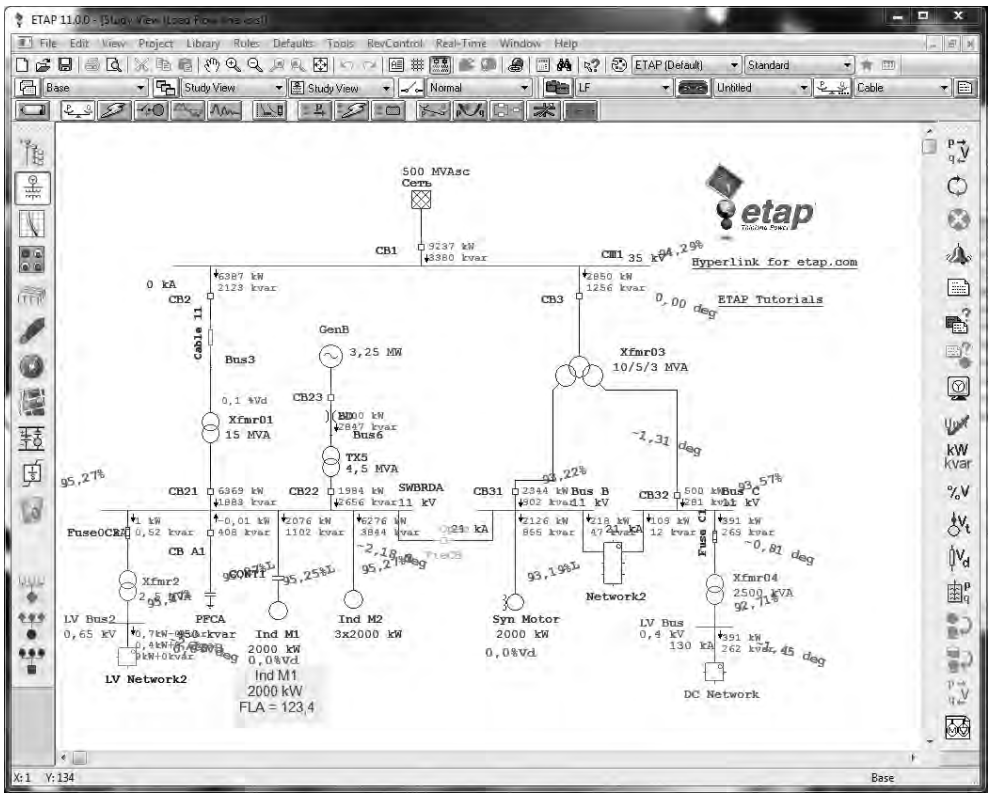


Рисунок 1. Расчет установившегося режима при нормальной конфигурации схемы

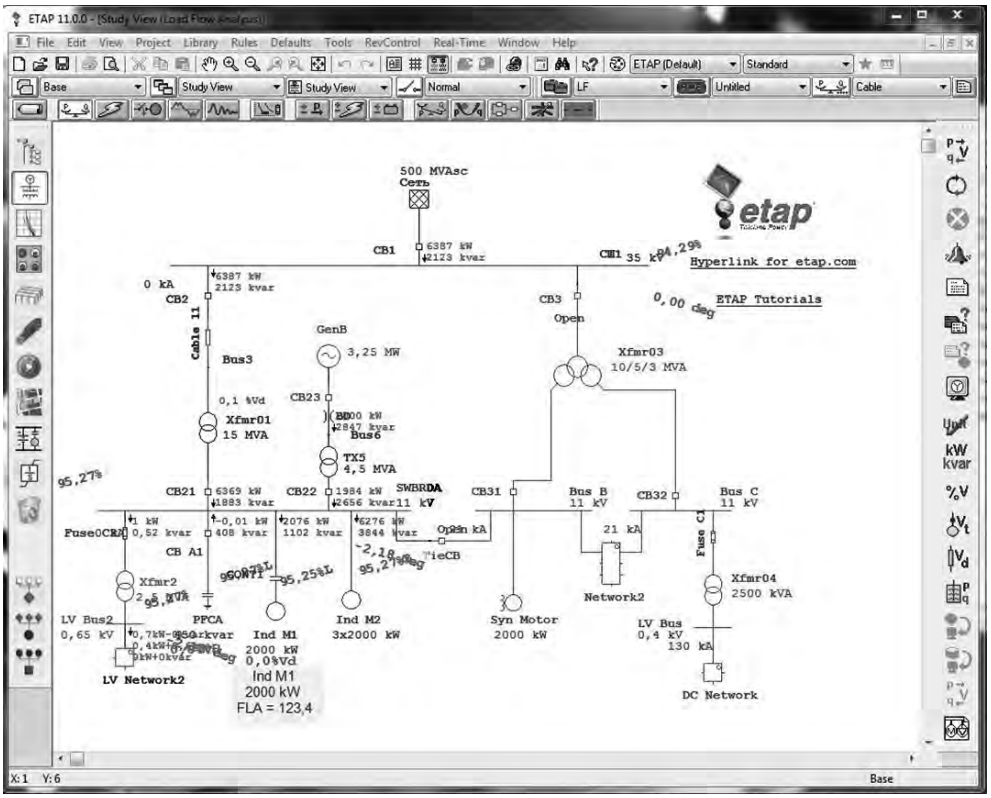


Рисунок 2. Расчет установившегося режима при измененной конфигурации схемы

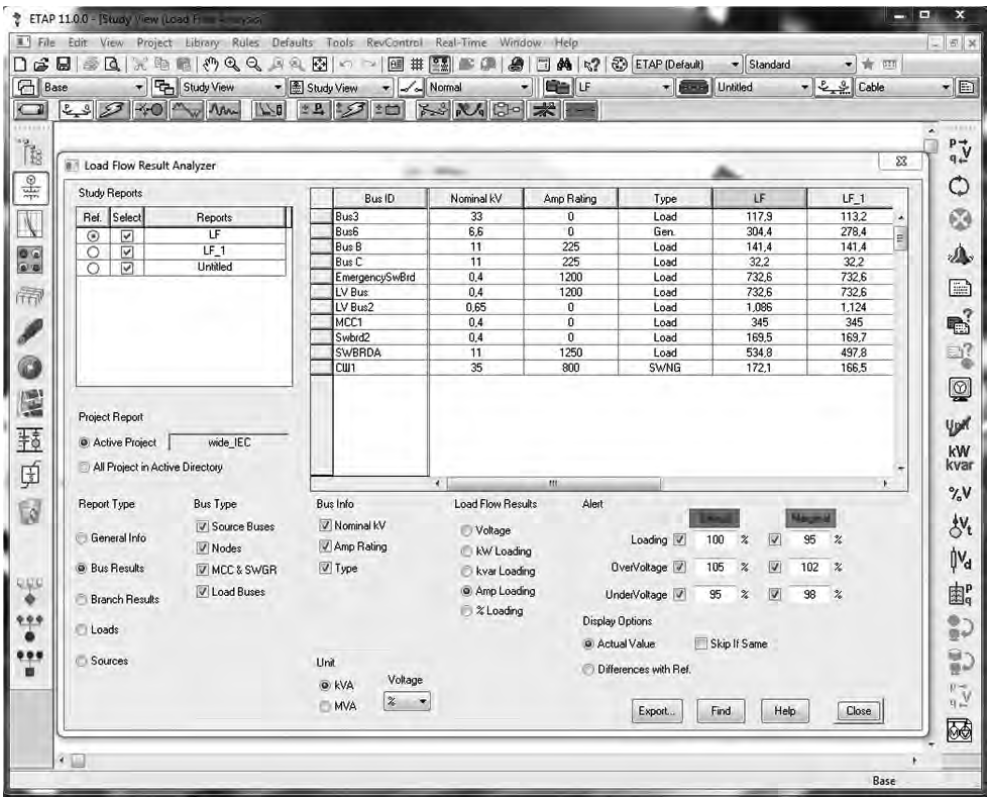


Рисунок 3. Сравнение результатов расчета установившегося режима при разных конфигурациях схемы

Программный комплекс ETAP позволяет выполнить расчеты нормального и максимального режимов работы при всех возможных конфигурациях схемы, а также с учетом последующих этапов введения оборудования и модификаций системы. Также есть возможность смоделировать набор аварийных режимов и исследовать устойчивость поведения системы и работы оборудования, проверить возможность пуска двигателей и генераторов и исследовать переходные процессы, возникающие при этом в системе.

Следующим преимуществом использования программного обеспечения ETAP является возможность настройки защит при использовании современных микропроцессорных устройств. Проверка срабатывания устройств защиты и автоматики при возникновении аварийных режимов работы системы производится с помощью визуального анализа – наложенные графики защитных характеристик, визуализация последовательности срабатывания.

Построение схем защит осуществляется с помощью инструментов графического дизайнера. ETAP поддерживает множество типов устройств защиты и коммутационных аппаратов, с помощью которых можно построить любую схему релейной защиты. Обширная библиотека устройств включает в себя оборудование ведущих мировых производителей. Помимо этого ETAP позволяет добавить в библиотеку отсутствующее в ней оборудование с нужными характеристиками.

Встроенная система визуализации времятоковых характеристик обеспечивает эффективное задание уставок выбранных устройств защиты. Поддерживается создание неограниченного количества видов с характеристиками выбранных устройств, графическая правка уставок с помощью переключателей на каждой характеристике, а также различные средства взаимодействия между характеристиками (например, определение разницы во времени между кривыми). ETAP позволяет создать отдельные виды времятоковых характеристик для всех требуемых участков сети (Рис.4).

Программный комплекс ETAP дает возможность определять последовательность срабатывания устройств защиты и коммутационных аппаратов с помощью встроенного анализа коротких замыканий, пуска двигателей и графических средств визуализации последовательности срабатывания устройств. ETAP позволяет, задав место и тип повреждения в сети, получить анимированную последовательность срабатывания коммутационных аппаратов при возникновении короткого замыкания в данной точке (Рис.5).

Также ETAP позволяет определить зоны действия защит, что дает возможность пользователю создать виды с характеристиками устройств, относящихся к каждой зоне действия защит.

Существенным вкладом в производственный процесс стала оптимизация параметров оборудования для снижения затрат на строительство за счет применения оборудования с характеристиками, обеспечивающими достаточный уровень надежности функционирования системы, без необходимости их значительного завышения.

ETAP позволяет провести более глубокий анализ системы путем предложения оптимального установившегося режима работы системы с точки зрения минимизации затрат или потерь мощности, а также с учетом оптимизации потоков активной и реактивной мощности или распределения нагрузки.

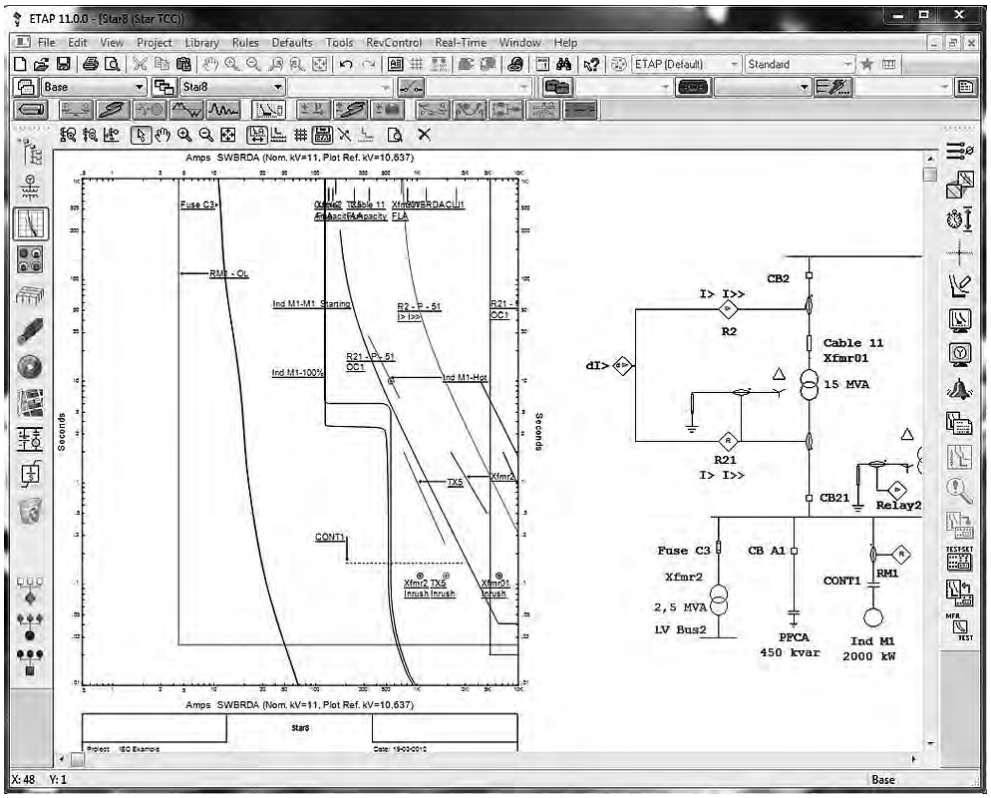


Рисунок 4. Отображение защитных характеристик оборудования совместно с характеристиками устройств защиты с возможностью графической отстройки

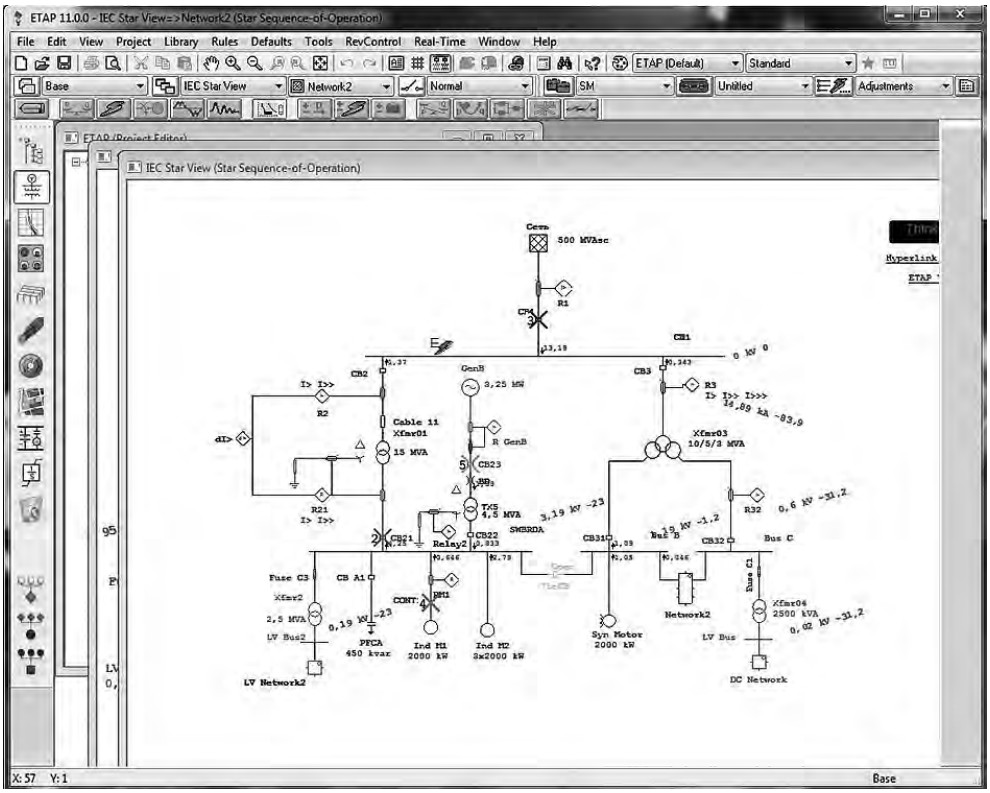


Рисунок 5. Визуализация последовательности срабатывания устройств защиты

На этапе строительства и пусконаладочных работ, выбранная стратегия позволит:

- проводить подтверждение стабильности работы системы во всех режимах на заказанном оборудовании;
- обеспечивать авторский надзор электрической части проекта.

Полученные результаты применения программы, международный опыт использования и перспективы развития процессов проектирования электрической части АЭС на базе программного комплекса ETAP дают уверенность в повышении эффективности реализации новых проектов и их надежности, сокращении сроков на проектирование, согласование проектной документации и введение объектов в эксплуатацию за счет автоматизации процессов на всех жизненных циклах проекта, оптимизации параметров выбираемого оборудования и повышения точности принимаемых технических решений.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПРОЕКТА СКУ ВХР НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС-2

Гашенко В.А., Преловский А.Р., Муравьев Е.В., Куманина В.Э.
ОАО «ЭНИЦ», г. Электрогорск

ВВЕДЕНИЕ

Важным фактором обеспечения эксплуатационной надежности АЭС является поддержание такого состава и качества водного теплоносителя, при котором существенно замедляются процессы коррозии и образования отложений на поверхностях технологического оборудования и прежде всего ПГ, что является одним из важных факторов повышения его эксплуатационной надежности и долговечности. Особая роль в этой связи отводится оперативному химическому контролю параметров водно-химического режима (ВХР), обеспечивающему получение экспрессной и достоверной информации о состоянии и изменениях состава теплоносителя в I контуре и рабочей среды во II контуре. При этом важно иметь возможность оперативной обработки этой информации для своевременного прогнозирования характера изменения ВХР и адекватного воздействия на него при нарушениях с целью его восстановления и стабилизации.

Обеспечить сбор, обработку, документирование и хранение информации в объеме, достаточном для своевременного выявления нарушений нормативных показателей ВХР, а также для формирования и реализации управляющих сигналов позволяет автоматизированная система контроля и управления ВХР (СКУ ВХР).

Электрогорским научно-исследовательским центром по безопасности АЭС (ОАО «ЭНИЦ») совместно с ведущими российскими научными, проектными и конструкторскими организациями впервые (в 2000-2003 гг.) была выполнена разработка технического проекта СКУ ВХР I и II контуров АЭС с ВВЭР-1000, который был в определенном объеме реализован на блоке 3 Калининской АЭС.

В 2008-2011гг. ЭНИЦ по договору с ОАО «Атомэнергопроект» выполнена разработка технического проекта технологической части проекта СКУ ВХР, как подсистемы АСУ ТП энергоблока для систем обеспечения и поддержания ВХР I и II контуров Нововоронежской АЭС-2 (АЭС-2006). Соисполнителями этой работы являются ИРМТ НИЦ «Курчатовский институт» и Московский энергетический институт (НИУ).

Принципиально настоящий проект отличается от ранее выполненных следующим:

- СКУ ВХР I контура выполняет не только измерительно-информационные функции, но и функции управления средствами поддержания ВХР;
- автоматический химический контроль (АХК) выполняется с помощью анализаторов, выделяемых в две группы – 1 и 2 уровня; анализаторы 1 уровня – это относительно простые приборы постоянного действия, анализаторы 2 уровня – это сложные приборы периодического действия, выдающие аналитический сигнал по запросу системы или оператора;
- лабораторный химический контроль выполняется предпочтительно с помощью автоматизированных анализаторов;
- лабораторная информационная система (ЛИС) является общестанционной и входит в качестве подсистемы в СКУ ВХР АЭС.

В рамках проекта проработаны организационно-технологические аспекты автоматизации контроля и управления состоянием водно-химических режимов I и II контуров НВАЭС-2, разработаны основные технические решения в пределах технологической части и выполнены проектные работы в соответствии с требованиями группы ГОСТ 34.

ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРОЕКТА

СКУ ВХР обеспечивает информационную поддержку персонала в части контроля параметров ВХР I и II контуров, идентификации аномалий водно-химических процессов и причин их возникновения, формирования рекомендаций и принятия решений по управляющим воздействиям при нарушении ВХР.

Организация СКУ ВХР в соответствии с её назначением базируется на следующих основных положениях:

- СКУ ВХР является составной частью АСУ ТП энергоблока и унифицируется по аппаратной и программной части с общесистемными решениями по энергоблоку;
- СКУ ВХР обеспечивает автономное выполнение задач информационной поддержки персонала химслужбы, службы ТО и Р, службы эксплуатации при реализации им функций контроля и управления ВХР;
- СКУ ВХР обеспечивает подготовку и передачу в систему верхнего блочного уровня (СВБУ) информации по химическим показателям ВХР, необходимую для выполнения персоналом блочного пульта управления (БПУ) оперативных действий по управлению энергоблоком при нарушениях ВХР.
- СКУ ВХР представляет собой децентрализованную и пространственно-распределённую иерархическую систему программно-технических средств и комплексов.

Структурная схема СКУ ВХР изображена на рисунке 1.

СКУ ВХР включает следующие уровни иерархии:

- нижний уровень обеспечивает: подготовку проб и проведение измерений параметров ВХР на средствах АХК 1 уровня, подготовку проб для проведения из-

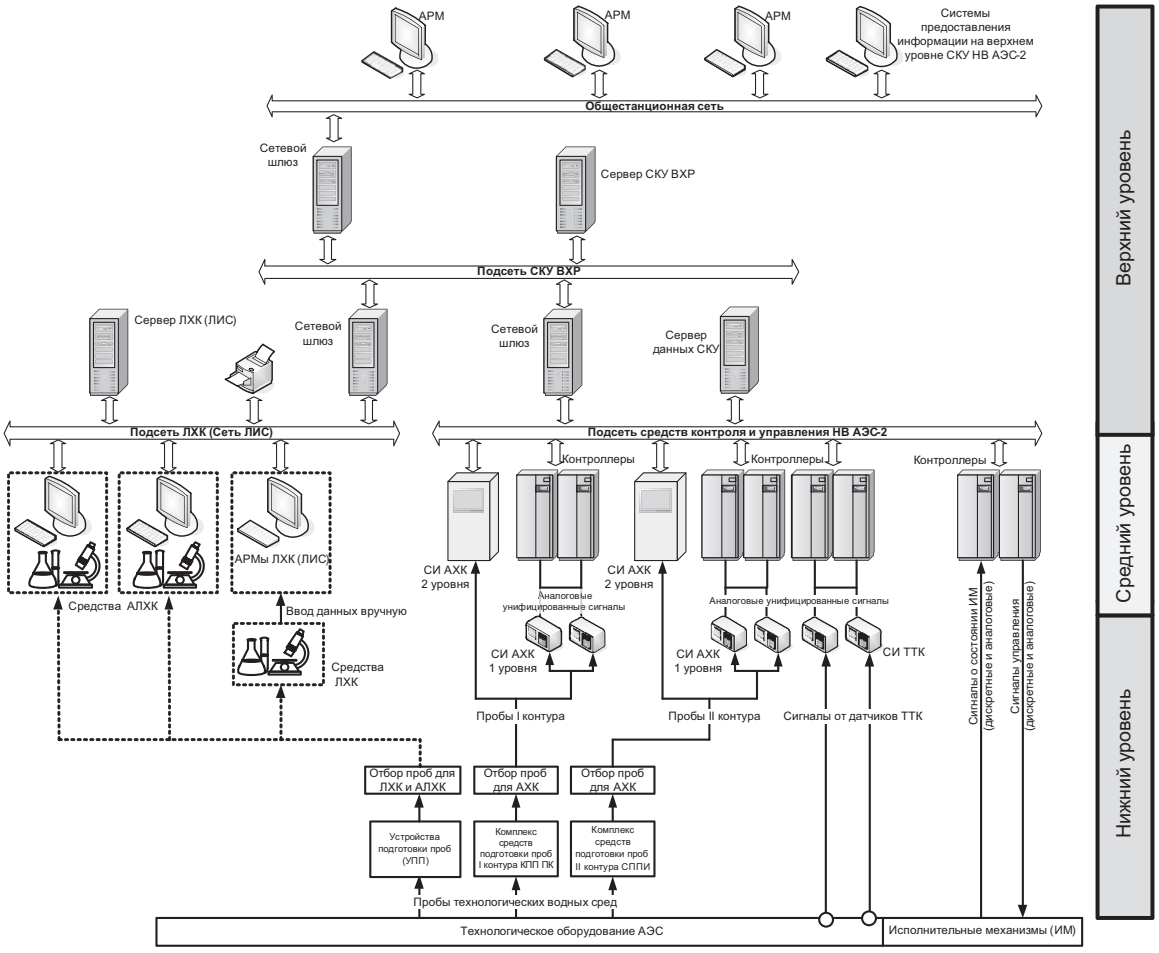


Рис. 1. Структурная схема СКУ ВХР Нововоронежской АЭС-2

мерений на средствах ЛХК, первичную обработку и передачу информации на средний уровень СКУ ВХР, отработку управляющих команд в части ВХР;
- средний уровень СКУ ВХР обеспечивает: проведение измерений параметров ВХР на средствах АХК 2 уровня; приём данных измерений от средств АХК 1 и 2 уровней, автоматизированный ввод персоналом данных лабораторного химического контроля вручную и данных от средств автоматизированного лабораторного химического контроля по запросу, ввод данных контрольных измерений, вторичную обработку и передачу информации на верхний уровень СКУ ВХР и в информационно-вычислительную систему энергоблока; реализацию функций автоматизированного управления средствами поддержания ВХР (включая системы дозирования корректирующих реагентов);
- верхний уровень СКУ ВХР обеспечивает: автоматизированный ввод информации персоналом (за исключением данных лабораторного химического контроля); основную обработку информации (в области информационной поддержки персонала химической службы), включая её архивирование, документирование, представление персоналу; формирование команд автоматизированного управления средствами, обеспечивающими функционирование СКУ ВХР; приём от внешних (по отношению к СКУ ВХР) систем данных непрерывных измерений физических и теплотехнических параметров и контроля дискретных параметров.

В процессе работы СКУ ВХР выполняет следующие функции.

Информационные функции СКУ ВХР:
- контроль текущих параметров ВХР и параметров энергоблока, связанных с ВХР;
- идентификация нарушений ВХР;
- диагностирование причин нарушений ВХР;
- предоставление «советов» по ведению ВХР оперативному персоналу;
- ретроспективный контроль ВХР;
- документирование информации по ВХР.

Управляющие функции СКУ ВХР:
- автоматическое и автоматизированное управление вводом корректирующих реагентов в I-й контур;
- автоматическое и автоматизированное управление вводом корректирующих реагентов во II-й контур.

Вспомогательные функции СКУ ВХР:
- контроль состояния технических и программно-технических средств системы;
- управление функционированием технических и программно-технических средств системы.

Управляющие функции СКУ ВХР I-го контура реализуется с помощью экспертной программы, разрабатываемой ИРМТ НИЦ «Курчатовский институт» на базе кода «МУХТАР». Управляющие функции СКУ ВХР II-го контура реализуются с помощью набора алгоритмов управления, разработанных в ОАО «ЭНИЦ» совместно с МЭИ (НИУ).

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА

На первом этапе работ были разработаны основополагающие документы технического проекта СКУ ВХР:
- Техническое задание на проектирование;
- Схема организационной структуры СКУ ВХР;
- Описание постановки комплекса задач.

Организационная структура СКУ ВХР разработана на основании определения количества пользователей системы и их территориального месторасположения с учетом того, что для НВАЭС-2 принята бесцеховая структура. Оргструктура СКУ ВХР включает в себя описание организации работ по эксплуатации технических средств, в том числе метрологическое обслуживание средств измерений.

Укрупнённая схема организационной структуры подразделений, обеспечивающих функционирование СКУ ВХР, изображена на рисунке 2.

Проработаны следующие основные вопросы:
- Организационная структура подразделений, обеспечивающих функционирование СКУ ВХР;
- Организация работ и взаимодействие подразделений для обеспечения функционирования СКУ ВХР;
- Основные функции подразделений, использующих информацию ОТ СКУ ВХР.

Функционирование СКУ ВХР не предусматривает создания дополнительных подразделений в организационной структуре проекта АЭС-2006.

Также на первом этапе были разработаны следующие документы:
- Перечень заданий на разработку специализированных (новых) технических средств;
- Требования к внешним системам со стороны СКУ ВХР.

На втором этапе разработки системы СКУ ВХР для нее были определены входные и выходные данные (информация, сигналы, документы и т.д.).

Массив входных данных СКУ ВХР формируется из:
- информации, поступающей от приборов АХК;
- данных, поступающих от смежных подсистем АСУ ТП энергоблока (данные ТТК, состояние оборудования и т.д.);
- сигналов, поступающих от датчиков ТТК средств подготовки проб I и II контура;
- информации, поступающей из ЛИС.

В ходе работы система формирует следующие выходные данные:
- информацию о текущем состоянии ВХР для отображения на АРМ пользователей системы (обработанные данные от приборов АХК, данные о работе средств подготовки проб I и II контура, расчетные параметры и т.д.)
- советы оперативному персоналу по ведению ВХР;
- ретроспективную информацию для технологического и статистического анализа информационной модели ВХР;
- сигналы управления исполнительными механизмами;
- отчетные формы.

На втором этапе были разработаны следующие документы:
- Схема автоматизации;
- Перечень входных сигналов и данных;
- Перечень выходных сигналов (документов);
- Технические требования к специализированным новым техническим средствам;
- Схема структурная комплекса технических средств;
- Описание комплекса технических средств.

На третьем этапе были разработаны алгоритмы управления и формирования информации, а также схемы видеокадров.

Управляющие функции СКУ ВХР II контура реализуются с помощью набора алгоритмов управления:
- алгоритм управления вводом раствора аммиака во II контур;
- алгоритм управления вводом раствора гидразина во II контур;

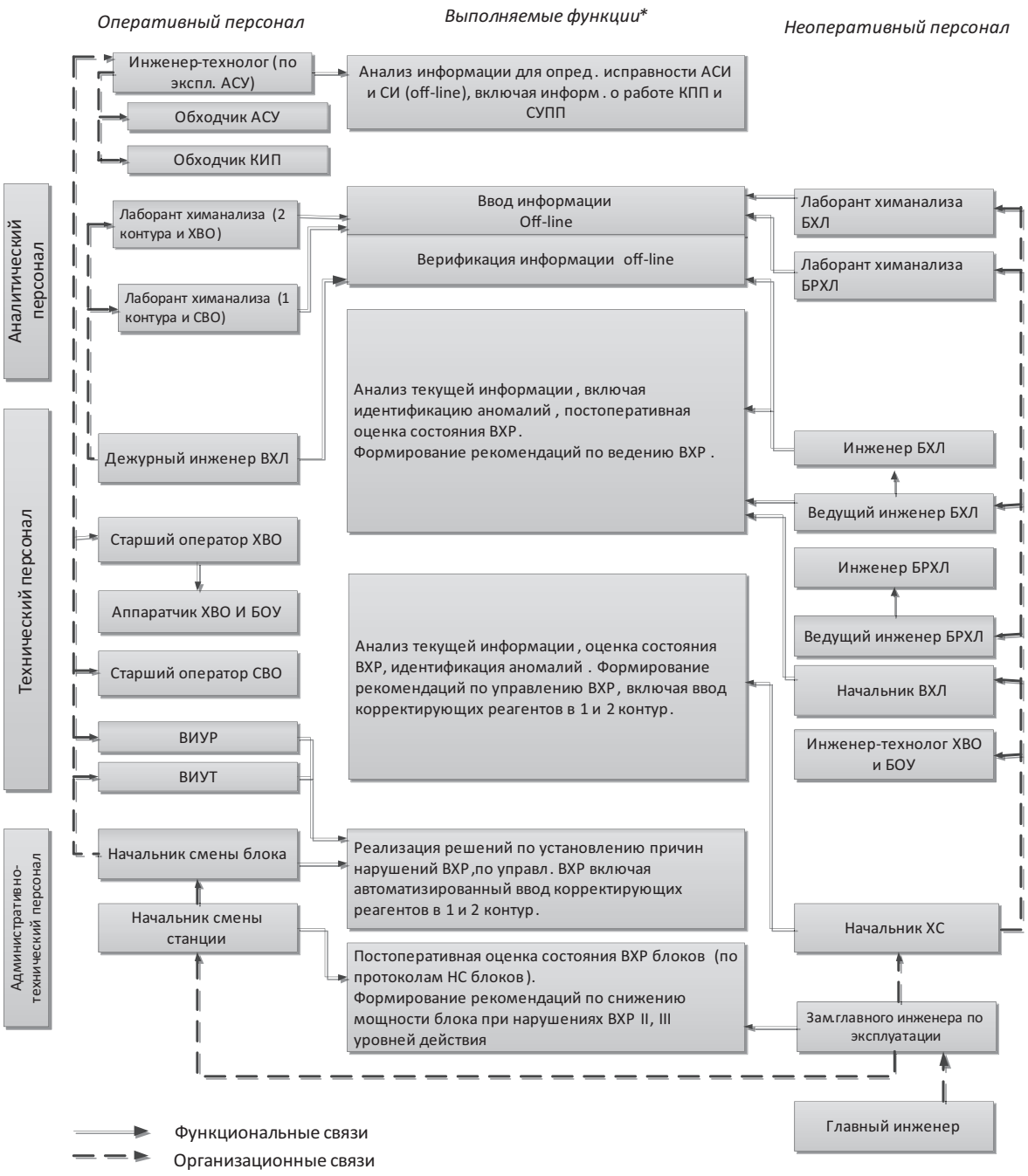


Рис. 2. Функции персонала, использующего информацию от СКУ ВХР

- алгоритм управления вводом раствора этаноламина во II контур.

Для работы данных алгоритмов необходима входная информация от других систем АЭС. Укрупненно схема управления вводом корректирующих реагентов во IIконтур показана на рисунке 3.

Для реализации функции СКУ ВХР по расчетному восстановлению и управлению параметрами ВХР I контура служит Экспертная Программа (ЭП) на базе кода «МУХТАР». Разработчиком данной ЭП является ИРМТ НИЦ «Курчатовский институт». Укрупненно схема управления вводом корректирующих реагентов в I контур показана на рисунке 4.

Чертежи видеокадров содержат форматы видеокадров, обеспечивающих человеко-машинный интерфейс и предназначенных для представления информации о параметрах ВХР на рабочих местах ВИУР, ВИУТ, на рабочем месте службы ТОиР и на рабочих местах других пользователей СКУ ВХР 1 и 2 блока НВАЭС-2.

Программный интерфейс данных видеокадров доступен всем пользователям, получившим доступ к системе, на любой рабочей станции, подключенной к общестанционной сети. Доступ к конкретным видеокадрам определяется уровнем доступа пользователя, который прошел авторизацию (ввел «Имя пользователя» и «Пароль») в системе.

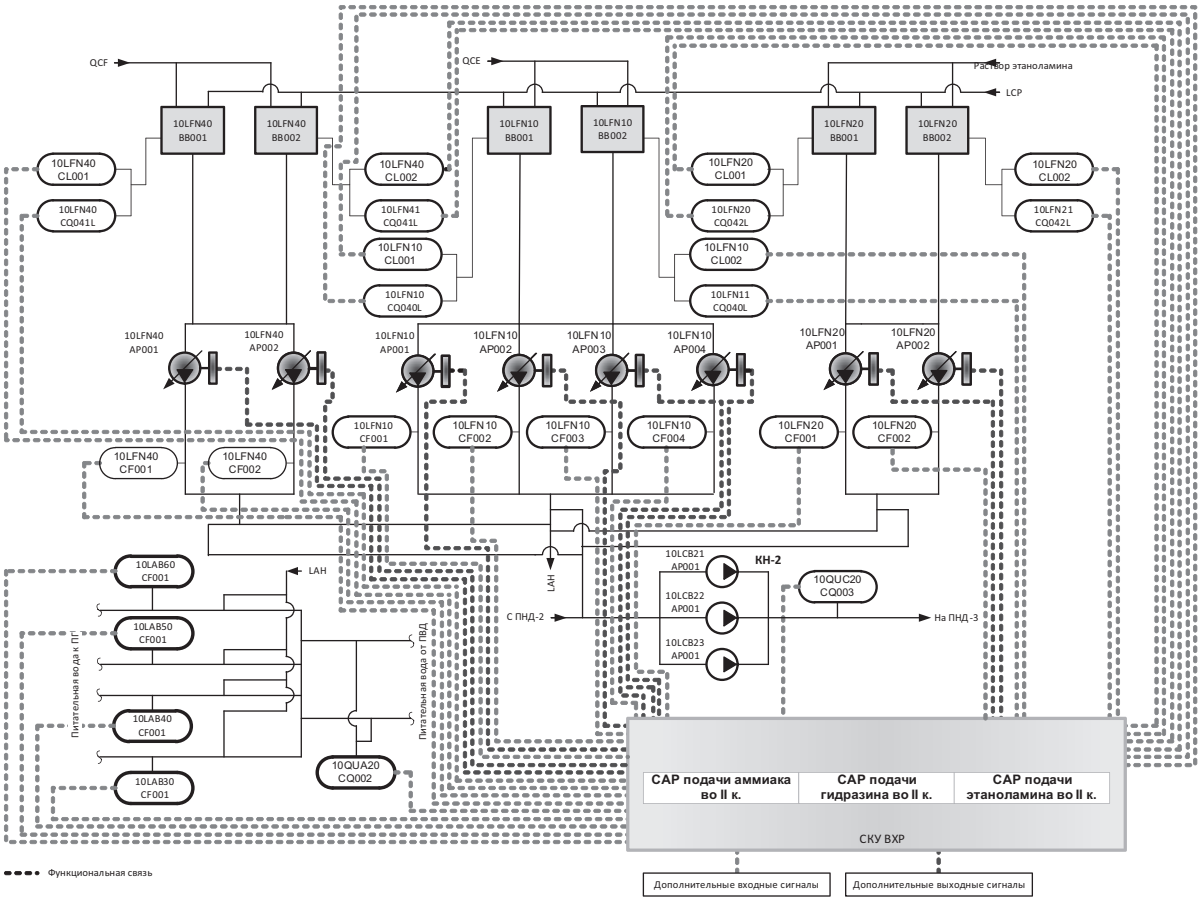


Рис. 3. Укрупненная схема управления вводом корректирующих реагентов во II контур

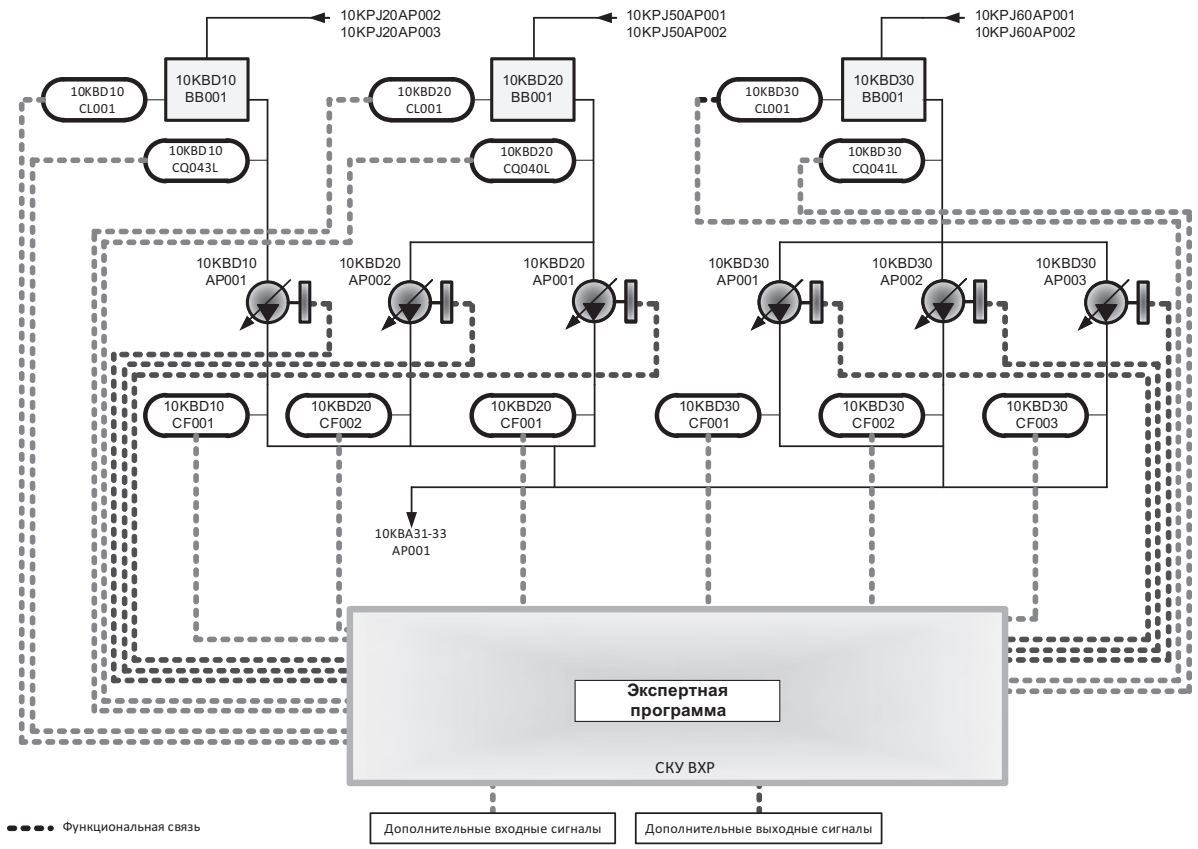


Рис. 4. Укрупненная схема управления вводом корректирующих реагентов в I контур

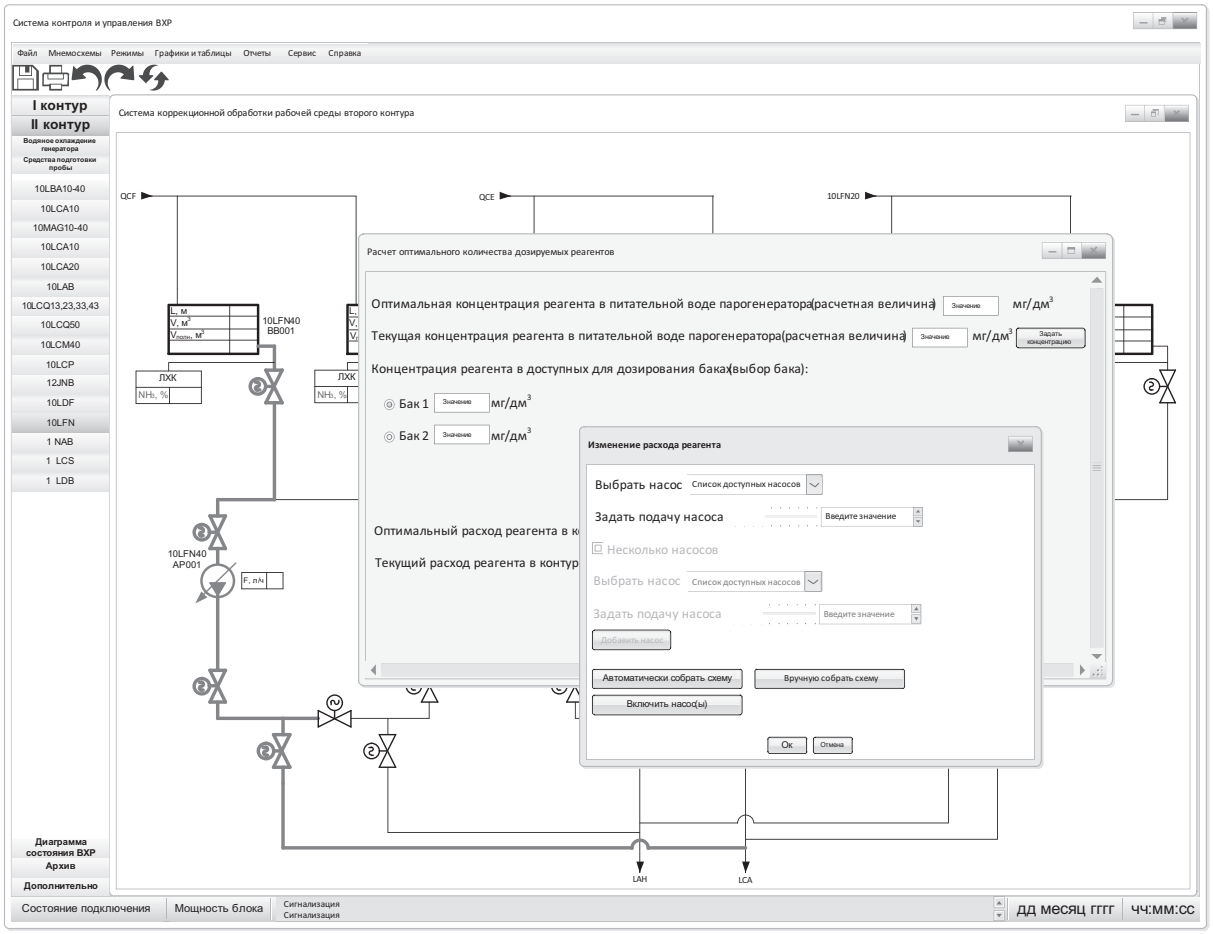


Рис. 5. Видеокадр «Ввод корректирующих реагентов во II контур»

В качестве примера на рисунке 5 изображен видеокадр ввода корректирующих реагентов во II контур. Он представляет собой «диалог» пользователя и системы, который осуществляется с помощью последовательного ввода пользователем информации, запрашиваемой системой.

На третьем этапе были разработаны следующие документы:

- Заказные спецификации на оборудование и материалы;
- Ведомость покупных изделий;
- Чертеж формы документа (видеокадра);
- Описание алгоритмов управления и формирования информации;
- Пояснительная записка к техническому проекту.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с необходимостью получения и обобщения опыта эксплуатации создаваемой системы, предусматривается несколько последовательных стадий развития СКУ ВХР.

На первой стадии следует обеспечить создание базового варианта системы, предусматривающего возможности дальнейшего развития СКУ ВХР.

Необходимый (функционально-укрупнённо) объём реализации базового варианта системы:

- контроль ВХР (с использованием имеющихся российских средств и, при их отсутствии или недостаточном качестве, зарубежных средств);
- информационная поддержка персонала по ВХР (на этой стадии возможна только частичная реализация диагностирования ВХР и формирования «советов» оперативному персоналу);
- управление (в рамках автоматизированного управления дозированием корректирующих реагентовв I и II контур);
- обеспечение прогнозирования ВХР (с реализацией только известных моделей).

На второй стадии развития СКУ ВХР производится накопление и анализ данных опытной эксплуатации базового варианта СКУ ВХР. На второй стадии должен быть рассмотрен вопрос о целесообразности включения в СКУ ВХР дополнительных управляющих функций. В связи с этим на этой же стадии при необходимости выполняется разработка новых, необходимых для СКУ ВХР средств автоматизации.

Третья стадия развития системы – корректировка проекта СКУ ВХР на основе опыта эксплуатации системы с целью ее совершенствования и реализация откорректированного проекта в полном объеме.

В общей сложности в рамках выполненной работы выпущен 21 документ.

Секция 3. **Развитие атомной энергетики**

Перспективные проекты энергоблоков АЭС

ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ И СХЕМНО-КОМПОНОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКА С БЫСТРЫМ РЕАКТОРОМ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Аширметов М.Р., Ершов В.Н., Ершов Г.А.
ОАО «СПбАЭП», г. Санкт-Петербург

Успешный опыт эксплуатации энергоблока с РУ БН-600 создал хорошие предпосылки для дальнейшего развития быстрых натриевых реакторов (БН-реакторов) в России.

В настоящее время ведется сооружение четвертого энергоблока с реактором БН-800 на площадке третьей очереди Белоярской АЭС, а также выполняется разработка проекта перспективного коммерческого БН-реактора большой мощности (БН-К).

В соответствии с ФЦП «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу до 2020 года» предусматривается дальнейшее развитие БН-реакторов в России в рамках разработки и создания новой технологической платформы ядерной энергетики, базирующейся на переходе к ЗЯТЦ с быстрыми реакторами четвертого поколения.

В качестве быстрого реактора четвертого поколения с натриевым теплоносителем планируется разработка проекта перспективного коммерческого реактора БН-К с установленной электрической мощностью 1220 МВт (БН-1200).

В соответствии с ФЦП технический проект головного энергоблока БН-1200 должен быть завершен к 2014 году с окончанием НИОКР в его обоснование к 2016 году.

К настоящему времени разработаны Технические предложения по энергоблоку с реактором БН-1200, выполнен эскизный проект РУ БН-1200, разработаны Техническое задание на проект энергоблока с реактором БН-1200 и Техническое задание на РУ БН-1200, подготовлен ряд документов, касающихся инвестирования в проект, экономического обоснования выбора площадки строительства, обоснования безопасности и организации работ по подготовке сооружения энергоблока на площадке Белоярской АЭС

Разрабатываемый головной энергоблок БН-1200 выполнен по принципу моноблока: один реактор - одна турбина. Принципиальная схема энергоблока БН-1200 представлена на рис. 1.

Тепловая мощность реактора – 2800 МВт, электрическая мощность - 1220 МВт.

Тепловая схема энергоблока БН-1200 трехконтурная. Теплоноситель (жидкий натрий) находится в I и II контурах, рабочее тело (пар и вода) - в III контуре.

Особенностью реакторной установки БН-1200 является интегральная (баковая) компоновка I контура, при

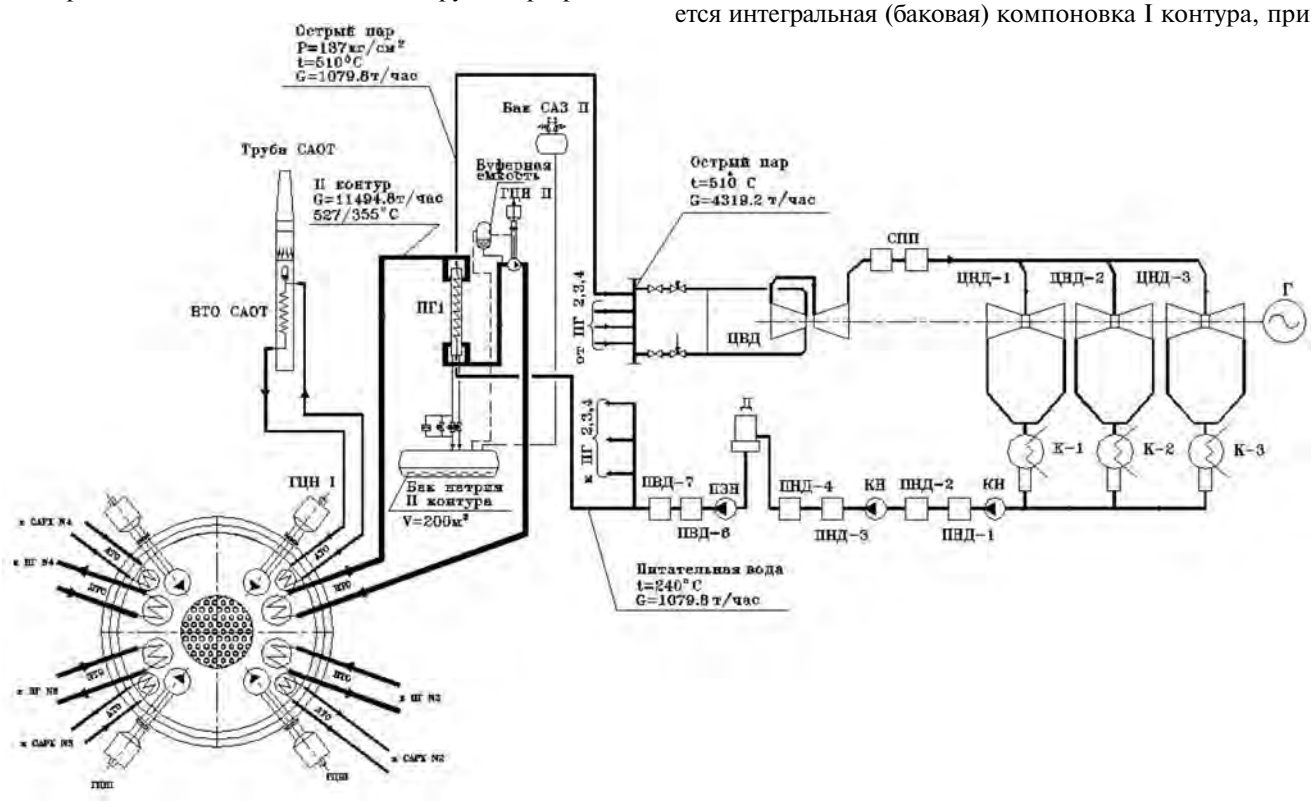


Рис. 1. Принципиальная схема энергоблока БН-1200

которой основное оборудование и активный теплоноситель I контура сосредоточены в баке реактора, заключенном в страховочный корпус.

Первый контур включает четыре петли циркуляции, каждая из которых имеет главный циркуляционный насос (ГЦН-1) и промежуточный теплообменник (ПТО).

Второй контур (промежуточный) также включает четыре петли, каждая из которых состоит из одного ПТО, двухкорпусного парогенератора (ПГ), буферной емкости, ГЦН-2 и трубопроводов.

Третий контур с паровым промперегревом включает турбину на давление пара 17 МПа и температуру пара 510°С, температура питательной воды принята равной 275°С.

Для исключения попадания радиоактивного натрия из первого контура во второй давление во втором контуре принято более высоким, чем давление в первом контуре.

В третьем контуре для упрощения схемно-компоновочных решений и конструкции ПГ, а также с целью повышения безопасности ПГ за счет минимизации поверхности теплообмена между водой и натрием, применена схема с паровым промперегревом пара.

С целью обеспечения КПД (брутто) установки не менее 43,6% повышены температуры острого пара и питательной воды по сравнению с соответствующими параметрами энергоблока с РУ БН-800.

Для работы в составе АЭС с реактором БН-1200 принята турбоустановка К-1200-160/3000, имеющая конструктивную схему ЦВД + 3 ЦНД, примененную в турбине К-800-130/3000, с использованием типовой конструкции ЦНД с рабочей лопаткой последней ступени длиной 1200 мм из титанового сплава (с увеличенной хордой, как в ЦНД турбины К-1200-6,8/50 для АЭС-2006).

Для работы в блоке с турбиной К-1200-160/3000 предусматривается применение турбогенератора типа ТЗВ-1200-2УЗ с полным водяным охлаждением в шестифазном исполнении с двумя трехфазными обмотками на напряжение 24 кВ, сдвинутыми одна относительно другой на 30°, рассчитанными на 50% номинальной мощности генератора каждая.

Турбогенератор включается по схеме блок «генератор-трансформатор». В блоке с генератором устанавливается блочный повышающий трансформатор (БПТ), состоящий из трех однофазных трансформаторов с расщепленными обмотками низкого напряжения мощностью по 533 МВа. Предусматривается установка резервной фазы.

В каждой цепи «генератор-трансформатор» устанавливается аппаратный комплекс, состоящий из элегазового выключателя, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока напряжения, разрядников.

С учетом того, что в данное время возросли требования к охране окружающей среды и использование прямоточных систем и водохранилищ, созданных на реках, в качестве водоемов-охладителей для вновь проектируемых ТЭС и АЭС запрещено (Водный кодекс РФ ст. 60, Сан ПиН 3907-85, п.5.7), система технического водоснабжения для энергоблока БН-1200 принята оборотной, с использованием для охлаждения техводы одной башенной испарительной градирни большой производительности.

Энергоблок БН-1200 предназначен для работы в энергосистеме в базовом режиме. Число часов использования установленной электрической мощности принято равным 7896 за год (КИУМ=0.9), исходя из графика простоя энергоблока на перегрузки и ремонты.

Основные параметры энергоблока с реакторной установкой БН-1200 приведены в таблице 1.

Таблица 1. Основные параметры энергоблока с реакторной установкой БН-1200

Наименование параметра	Величина
Тепловая мощность реактора, МВт	2800
Электрическая мощность энергоблока. МВт	1220
Состав основного оборудования: - реактор, тип; - турбина, тип; - генератор, тип.	 БН-1200 К-1200-160/3000 ТЗВ-1200-2УЗ
Параметры теплоносителя I контура, °С	410/550
Параметры теплоносителя II контура, °С	355/527
Параметры острого пара (на выходе из ПГ): - давление, МПа; - температура, °С	 17,0 510
Тип промперегрева пара	Паровой
Температура питательной воды, °С	275
Расчетная температура охлаждающей воды, °С	20
Число часов использования установленной мощности, ч/год	7896
Срок службы основного оборудования (незаменяемого), лет	60
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	⩽ 7,0
КПД АЭС (брутто), %	⩾ 43,6
КПД АЭС (нетто), %	⩾ 40,5

Основные принципы и направления разработки энергоблока с реактором БН-1200:

- максимально возможное использование апробированных технических решений, реализованных в проектах реакторов БН-350, БН-600, БН-800;
- применение новых технических решений, включая:
  - полное интегрирование натриевых систем и оборудования первого контура в баке реактора;
  - исключение из состава транспортно-технологической части барабана отработанных тепловыделяющих сборок (БОС) за счет организации вместительного внутриреакторного хранилища (ВРХ) для отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС), обеспечивающего их выдержку более 1 года и позволяющего осуществить прямую выгрузку ОТВС из ВРХ в гнездо отмывки и далее в бассейн выдержки;
  - применение корпусных ПГ;
  - использование систем безопасности, основанных на пассивном принципе действия.

Основное внимание при разработке проекта АЭС с РУ БН-1200 в части, касающейся безопасности, направлено на усиление свойств самозащищенности установки. Для этого принят ряд следующих мер:

- исключены внешние натриевые трубопроводы первого контура, что полностью исключает наиболее опасный класс проектных аварий с течами радиоактивного натрия;
- аварийный отвод тепла от реактора осуществляется системой, подключённой непосредственно к первому контуру через автономные теплообменники, встроенные в бак реактора, при естественной циркуляции теплоотводящих сред по всем контурам;
- предусматривается пассивная аварийная защита (ПАЗ-Т), срабатывающая при повышении темпера-

туры на выходе из активной зоны, дополнительная по отношению к пассивной системе АЗ на гидравлически взвешенных стержнях, опускающихся в активную зону при останове ГЦН-1;
- установка оснащена средствами локализации аварийных выбросов из корпуса реактора при запроектных авариях.

Реализация новых технических решений позволила:
- сократить количество технологических и, как следствие, обеспечивающих систем, тем самым снизить удельные показатели по металлоемкости, стоимости оборудования и строительному объему (таблица 2);
- существенно (до величины не более 10^{-6} на реактор в год) снизить вероятность тяжелого повреждения активной зоны и, соответственно, уровень выбросов активности в окружающую среду при запроектных авариях;
- исключить необходимость эвакуации и отселения населения, проживающего за пределами промплощадки АЭС при тяжёлых авариях и существенно ограничить размеры зоны планирования защитных мероприятий по сравнению с установленными в действующей нормативной документации.

Таблица 2. Сравнительные данные по количеству технологических систем энергоблоков БН-600, БН-800 и БН-1200

Система	БН-600	БН-800	БН-1200
Система очистки натрия I контура	+	+	Встроена в бак реактора
Система натриевой петли спектрометрии	+	+	Встроена в бак реактора
Система отбора проб натрия I контура	+	+	+
Система бакового хозяйства I контура	+	+	+
Система дренажей/сдувок I контура	+	+	-/+
Система охлаждения барабана отработавших сборок	+	+	-
Система дренажей и сдувок барабана отработавших сборок (БОС)	+	+	-
Система воздушного охлаждения барабана отработавших сборок (БОС)	+	+	-
Система защиты барабана отработавших сборок (БОС) от превышения давления	+	+	-
Система индикатора окислов I контура (реактора)	+	+	Встроена в бак реактора
Система индикатора окислов барабана отработавших сборок (БОС)	+	+	-
Система очистки натрия барабана отработавших сборок	+	+	-
Система охлаждения индикаторов окислов I контура и барабана отработавших сборок	+	+	-
Система аварийной пожарной вентиляции натриевых помещений I контура	+	+	-
Система вентиляции натриевых помещений I контура	+	+	-

Основные компоновочные решения генерального плана

При компоновке генплана учитывались следующие условия:
- компоновочные решения генплана площадки БН-800;
- технологические связи сооружений энергоблока БН-1200 и энергоблока БН-800;
- ситуационные условия района строительства;
- геологические условия площадок.

Основными сооружениями, определяющими компоновку БН-1200, являются:
- здание машзала и здание реактора.

В состав здания реактора входят:
- реакторное отделение;
- обстройки вспомогательных устройств 4-х каналов безопасности;
- склад свежего топлива;
- бассейн выдержки;
- приямок трапных вод спецканализации.

В состав здания машзала входят:
- здание конденсатоочистки;
- этажерка электроустройств машзала;
- этажерка электроустройств с блоком БПУ.

Основные компоновочные решения главного корпуса

Здание реактора скомпоновано с учетом радиального расположения основного оборудования по отношению к РУ и выполнено в виде цилиндрического объема. Центральным объемом здания является реакторное отделение цилиндрической формы, перекрытое сферическим куполом.

По периметру РО выполнена обстройка вспомогательных устройств, где располагаются ПГ 1–4 петель, оборудование САОТ и помещения обеспечивающих систем. Каждая петля САОТ оснащена отдельной вытяжной трубой, все 4 трубы расположены на отметке кровли обстроек +64,70.

Вытяжные трубы САОТ разделены на секции и выполняют также функции венттруб.

Строительная часть АЭС разработана с учетом землетрясения (МРЗ) интенсивностью 7 баллов по шкале MSK-64 и с учетом внешних природных и техногенных воздействий.

Цилиндрическая компоновка здания реактора позволяет учесть возможность падения самолета массой до 400 т.

Основные экономические показатели головного энергоблока БН-1200 (в ценах 2011 года) приведены в таблице 3

Таблица 3. Основные экономические показатели головного энергоблока БН-1200 (в ценах 2011 года)

Наименование показателя	БН-1200 (Белоярская АЭС-2)	ВВЭР-1200, 2 энергоблока (Балтийская АЭС)
Установленная мощность АЭС, МВт	1220	2 * 1190
Параметры острого пара (на выходе из ПГ): - давление, МПа - температура, 0С	 17,0 510	 7,0 290
Температура питательной воды, 0С	275	225-230
Число часов использования установленной мощности, ч/год	7896	7896

Срок службы основного оборудования (незаменяемого), лет	60	60
КПД АЭС (брутто / нетто), %	43,60 / 40,50	36,56 / 33,70
Капитальные вложения на строительство АЭС, млн.руб.*	103 954,7	204 271,1
Удельная стоимость «кВт», руб./кВт / $/кВт*	85069,0 / 2835,6	85828,2 / 2860,9

Примечание: Указанные в таблице 3 капитальные вложения на строительство энергоблока с реактором БН-1200 и удельная стоимость «кВт» являются предварительными и будут уточняться по результатам дальнейшего анализа.

Основные этапы разработки АЭС с реактором БН-К

БН-1200, планируемый к размещению на площадке Белоярской АЭС, является головным энергоблоком серии мощных БН-реакторов, поэтому процесс его создания носит многоэтапный характер. Данные по этапам разработки и строительства энергоблока приведены в таблице 4.

Таблица 4. Основные этапы разработки АЭС с реактором БН-К

Наименование этапа	**Год реализации**
Эскизный проект РУ, ОБИН АЭС	2009-12.2011
Технический проект РУ, проект энергоблока АЭС, разработка ПООБ, ПОКАС, ВАБ-1	2011 – 2014
Экспертиза и получение лицензии на размещение	10.09.2014
Экспертиза проекта и получение лицензии на сооружение энергоблока	2014-2015
НИОКР в обоснование технических проектов оборудования, активной зоны, топливного цикла	2008 – 2016
Разработка рабочего проекта АЭС, разработка ОООБ	2015 - 2020
Изготовление оборудования, сооружение и физический пуск энергоблока АЭС	2015 - 2020

Выполнение предпроектных работ по энергоблоку БН-1200 показывает, что:

- концепция серийного энергоблока с реактором БН-1200 базируется на большом положительном опыте разработки и эксплуатации реакторов на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем и максимально возможном использовании достижений по этой технологии;
- совокупность примененных решений обеспечивает конкурентоспособность энергоблока с реактором БН-1200 по технико-экономическим показателям с энергоблоками ВВЭР аналогичной мощности;
- энергоблок по показателям надежности работы и обеспечению уровня безопасности полностью отвечает требованиям к энергоблокам IV поколения;
- возможна разработка до 2014 года проекта энергоблока БН-1200 с завершением строительства головного энергоблока в 2020 году.

СОЧЕТАНИЕ СВОЙСТВ ВНУТРЕННЕЙ САМОЗАЩИЩЁННОСТИ И КОНСТРУКТИВНЫХ МЕР ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ РЕАКТОРА БН-1200

Васильев Б.А., Евсеев В.И., Кузавков Н.Г., Осипов С.Л., Шепелев С.Ф.
ОАО «ОКБМ Африкантов», Н. Новгород

Ведение

Разработка РУ БН-1200 ведётся в соответствии с Федеральной целевой программой «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу до 2020 года» (ФЦП ЯЭНП) и долгосрочной программой действий концерна «Росэнергоатом» с целью создания конкурентоспособного реактора на быстрых нейтронах повышенной безопасности.

Высокий уровень безопасности, требования к которой ужесточаются в связи с имевшими место авариями на атомных станциях (АС), может быть достигнут только при оптимальном сочетании свойств внутренней самозащищённости и конструкторских решений.

Основным критерием, характеризующим безопасность АС, является ограничение её возможного воздействия на население при авариях уровнем, при котором исключается необходимость его эвакуации. По мере совершенствования АС требования по безопасности ужесточаются, размеры зоны возможной эвакуации минимизируются. Для АС нового поколения ставится задача полного исключения необходимости эвакуации населения в районе размещения АС при любых технически возможных авариях. Под термином «технически возможные аварии» понимаются любые исходные события, даже маловероятные, сопровождающиеся наложением на исходное событие отказов всех активных систем безопасности, единичных отказов пассивных элементов систем (имеющих механические движущиеся части), предусмотренных проектом для ограничения последствий данного исходного события, отказов активных систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности, и ошибочных действий персонала. Для проекта БН-1200 ставится задача ограничить при указанном подходе выбросы радиоактивности в окружающую среду таким образом, чтобы на границе промплощадки энергоблока и за её пределами не превышался уровень радиационного облучения населения, установленный нормативной документацией, при котором возможна его эвакуация.

В соответствии с оценкой, сделанной в «Стратегии развития атомной энергетики России в первой половине XXI века», «по своим физическим и техническим принципам быстрые реакторы с жидкометаллическим охлаждением имеют наибольший потенциал внутренне присущей безопасности, а следовательно и экономичности, далеко не полностью реализованной в их первом поколении». Соответственно, при разработке проекта БН-1200 ставится задача развить свойства внутренне присущей безопасности («внутренней самозащищённости» по терминологии ОПБ-88/97) по отношению к ранее разработанным проектам энергетических реакторов БН-600 и БН-800 и предусмотреть дополнительные пассивные системы и устройства, чтобы в итоге в лю-

бых технически возможных ситуациях обеспечивалось выполнение указанного выше критерия.

Свойства внутренней самозащищённости реакторов на быстрых нейтронах, охлаждаемых жидкометаллическими теплоносителями

Реакторы на быстрых нейтронах, охлаждаемые жидкометаллическими теплоносителями (ЖМТ), обладают целым рядом свойств внутренней самозащищённости, к которым относятся:

- высокая температура кипения ЖМТ - позволяет поддерживать низкое давление в реакторе;
- отсутствие фазовых переходов ЖМТ при разгерметизации реактора - способствует сохранению надёжного охлаждения активной зоны;
- низкое избыточное давление в газовой полости реактора (ГПР) с ЖМТ (не более 0,05 МПа) - способствует малой утечке радиоактивных газов из реактора при нормальной эксплуатации и низкой энергии воздействия на конструкции при разгерметизации ГПР.

Дополнительные свойства внутренней самозащищённости быстрых реакторов, охлаждаемых натрием

Отмеченные выше свойства реакторов на быстрых нейтронах, охлаждаемых ЖМТ, создают прочную основу для обеспечения высокого уровня их безопасности. Быстрые натриевые реакторы обладают дополнительными свойствами внутренней самозащищённости, усиливающими их безопасность. Эти свойства, вытекающие из специфических особенностей натрия как теплоносителя [1], приведены в таблице 1:

Таблица 1. Свойства внутренней самозащищённости, определяемые натриевым теплоносителем

Характеристика	Достигаемый эффект
Эффективное удержание изотопов йода и цезия натрием (подтверждено опытом эксплуатации БН-600)	Практически полное исключение выхода наиболее опасных изотопов газоаэрозольной фракции продуктов деления в окружающую среду при нормальной эксплуатации и авариях
Низкое коррозионно-эрозионное воздействие натрия на конструкционные материалы	Исключение опасности перегрева твэлов вследствие забивания проходного сечения тепловыделяющих сборок (ТВС) и нарушения целостности корпуса реактора
Возможность применения в качестве основных конструкционных материалов оборудования РУ нержавеющих сталей, коррозионностойких в натриевой среде и не склонных к хрупкому разрушению	Исключение крупных натриевых течей с учётом низкого избыточного давления в натриевых контурах
Отличные теплофизические свойства натрия	Повышение эффективности отвода и рассеяния тепла в аварийных ситуациях

Основные технические решения по РУ типа БН

Конструктивные решения РУ БН направлены, главным образом, на нейтрализацию основной специфической особенности натрия – его химической активности по отношению к кислороду и воде. В проекте БН-1200, так же как и в проектах БН-600 и БН-800, используются уже ставшие стандартными решения по предотвращению течей натрия и их негативного влияния на безопасность:

- введение промежуточного натриевого контура между реактором и пароводяным контуром (рис. 1) для предотвращения контакта радиоактивного натрия с водой и опасности попадания в активную зону водородосодержащих веществ при межконтурных течах в ПГ;
- интегральная компоновка оборудования первого контура – в корпусе реактора;
- окружение корпуса реактора страховочным корпусом (рис.2), препятствующим выходу натрия в шахту реактора и его взаимодействию с кислородом воздуха в случае течи основного корпуса;
- окожухование трубопроводов с радиоактивным натрием.

Опыт обеспечения безопасности РУ БН

Перечисленные свойства внутренней самозащищённости в совокупности с конструктивными мерами позволили достигнуть высокого уровня безопасности реактора БН-600 при его эксплуатации в течение более чем 30 лет [2, 3]. За время эксплуатации лишь одно событие отнесено к значимым по влиянию на безопасностьпо по шкале INES (низший уровень значимости – 1).

Среднее число аварийных остановов реактора на 7000 ч. работы – 0,2 (по АС мира – 0,5-0,7), за период 2000 – 20011 гг. аварийные остановы реактора отсутствовали.

Средний выход радиоактивных газов при нормальной эксплуатации составляет ~ 1% от допустимого уровня, а выход изотопов йода, цезия и натрия в венттрубу отсутствует.

Сброс активности с дебалансными водами при нормальной эксплуатации энергоблока с реактором БН-600 на несколько порядков ниже контрольных уровней.

Аналогичных показателей следует ожидать и при реализации проекта БН-1200.

Течи натрия имели место в основном на начальном этапе эксплуатации. Накопленный по ним опыт показал эффективность защитных систем по локализации их последствий и то, что сами течи были обусловлены, в основном, отклонениями в качестве изготовления вспомогательных трубопроводов. Только в единственном случае течи радиоактивного натрия из вспомогательного трубопровода первого контура в количестве ~1 м^3 потребовалось в полном объеме реализовать принятый в проекте энергоблока алгоритм локализации последствий его горения, который полностью себя оправдал: выброс радиоактивных веществ при этом инциденте был ниже допустимых пределов для нормальной эксплуатации АС (именно это событие классифицируется как уровень 1 по шкале INES). Последняя течь натрия наружу произошла на реакторе БН-600 в 1994 г.

Имевшие место межконтурные течи в ПГ также были связаны главным образом с дефектами изготовления, выявленными на начальной стадии эксплуатации реактора. За последние 24 года эксплуатации произошла только одна малая течь ПГ в 1991 г. Реализованная система контроля и локализации течей натрия в ПГ показала свою высокую эффективность. Потери коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) из-за течей ПГ пренебрежимо малы.

Таким образом, убедительно продемонстрирована надежность проектных мер по предотвращению и локализации межконтурных и внешних течей натрия.

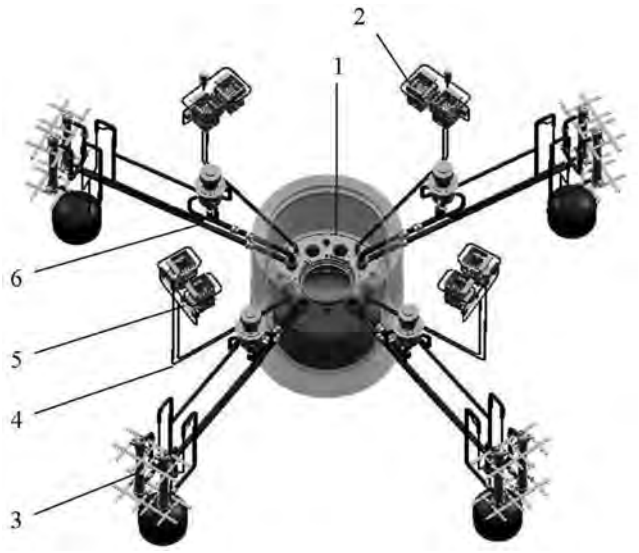


Рис. 1. Компоновочная схема РУ БН-1200. 1 – реактор, 2 – ГЦН-2, 3 – парогенератор, 4 – трубопроводы САОТ, 5 – ВТО, 6 – основные трубопроводы 2 контура

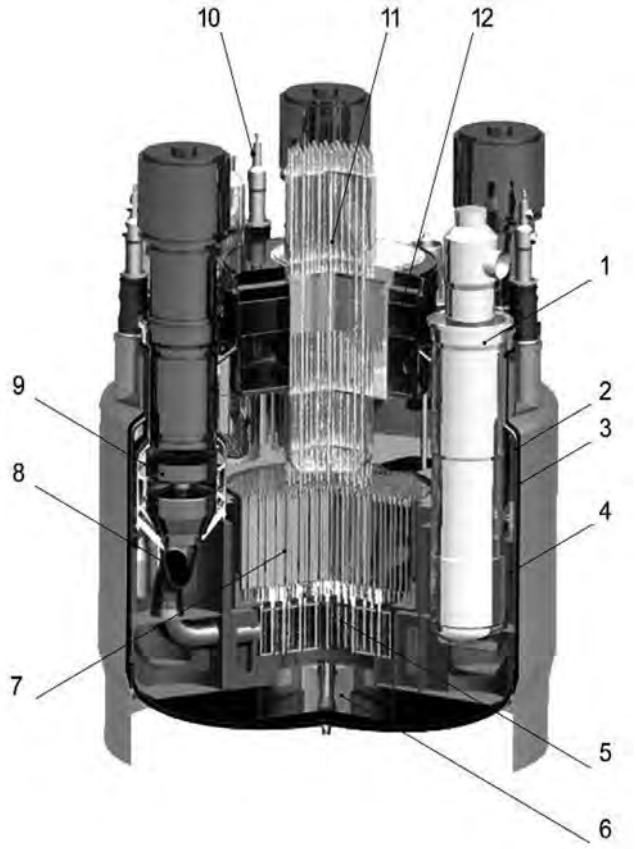


Рис.2. Конструкция реактора БН-1200. 1 - промежуточный теплообменник; 2, 3 - основной и страховочный корпуса; 4 - опорный пояс; 5 - напорная камера; 6 - устройство сбора топлива; 7 - активная зона; 8 - напорный трубопровод; 9 - ГЦН-1; 10 - механизм перегрузки ТВС; 11 - исполнительные механизмы СУЗ; 12 - поворотные пробки

Конструктивные меры по усилению свойств внутренней самозащищённости в проекте БН-1200

Концепция серийного энергоблока БН-1200 базируется на большом положительном опыте разработки и эксплуатации быстрых реакторов с натриевым теплоносителем и максимально возможном использовании достижений этой технологии. Новые технические решения, примененные в проекте БН-1200, техническое проектирование которого ведётся в настоящее время, также имеют достаточную степень обоснованности. Основные параметры реактора БН-1200 приведены в таблице 2.

Таблица 2. Основные параметры РУ БН-1200

Параметр	Значение
Тепловая мощность реактора, МВт	2800
Средняя температура натрия первого контура на входе/выходе активной зоны, °С	410/550
Температура натрия второго контура (нерадиоактивный) на входе/выходе парогенератора, °С	527/355
Температура острого пара, °С	510

Компоновочная схема РУ БН-1200 и конструкция реактора представлены на рис. 1, 2.

В таблице 3 перечислены свойства внутренней самозащищённости РУ БН-1200. Эти свойства характерны также для проекта БН-800 и в значительной мере для БН-600.

В проекте БН-1200 приняты дополнительные радикальные меры (таблица 4) по снижению вероятности возникновения течей натрия и повышения за счёт этого уровня радиационной и пожарной безопасности по сравнению с проектами БН-600 и БН-800 [4].

Таблица 3. Свойства внутренней самозащищенности РУ БН-1200, обеспечиваемые за счёт конструктивных решений

Характеристика	Достигаемый эффект
Большая теплоемкость реактора интегрального типа (все оборудование первого контура находится в баке реактора)	Низкая скорость роста температуры натрия в первом контуре (20°С в час) при полном прекращении теплоотвода после срабатывания аварийной защиты, что упрощает решение задачи аварийного отвода тепла от реактора
Устойчивый отрицательный коэффициент реактивности по мощности реактора ($dK/dN = -2{,}6*10^{-6}$ МВт$^{-1}$) и температуре материалов активной зоны ($dK/dT = -2{,}3*10^{-5}$ °С$^{-1}$)	Ограничение роста мощности реактора при несанкционированном вводе положительной реактивности, снижение уровня мощности при нерегламентном разогреве реактора
Ввод отрицательной реактивности в случае закипания натрия благодаря наличию в ТВС верхней натриевой полости	Снижение мощности реактора в аварии с перегревом активной зоны до температуры кипения натрия
Построение системы управления рабочими органами системы управления и защиты (РО СУЗ), исключающее одновременное извлечение из активной зоны более одного РО СУЗ	Исключение несанкционированного ввода большой положительной реактивности и опасного увеличения мощности реактора

Таблица 4. Меры по повышению уровня радиационной и пожарной безопасности

Характеристика	Достигаемый эффект
Размещение всех систем с радиоактивным натрием в пределах корпуса реактора	Исключение возможности выхода радиоактивного натрия в помещения РУ из внешних коммуникаций
Снижение энергонапряженности активной зоны и увеличение выдержки отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) во внутриреакторном хранилище (два года вместо полугода в проектах БН-600 и БН-800)	Уменьшение удельного энерговыделения в топливе с ~6 до 2 Вт/см^3 позволило обеспечить безопасную транспортировку и отмывку ОТВС перед их установкой в бассейн выдержки, при этом из состава РУ исключён барабан отработавших сборок, как источник возможных аварий с течами радиоактивного натрия
Значительное снижение протяжённости натриевых трубопроводов второго контура (~в 2,8 раза по сравнению с БН-800 благодаря переходу на ПГ корпусного типа, применению сильфонных компенсаторов) с одновременным их полным окожухованием	Фактическое исключение возможности больших течей и пожаров с нерадиоактивным натрием

Дополнительные конструктивные решения направлены на достижение цели, отвечающей самым высоким требованиям по обеспечению безопасности.

В БН-1200, как и в проекте БН-800, применена пассивная система на основе гидравлически взвешенных стержней (ПАЗ-Г), которые висят над активной зоной в расцепленном состоянии и при снижении расхода ниже 50 % от номинального опускаются в активную зону под собственным весом, обеспечивая перевод реактора в подкритическое состояние. Выполнение системой своих функций проверяется при каждом останове реактора. Данная система предотвращает наиболее опасные последствия роста температур в активной зоне при остановке ГЦН и несрабатывании аварийной защиты. Однако она не обладает универсальным принципом срабатывания, поскольку не охватывает аварийные ситуации с увеличением мощности без снижения расхода теплоносителя через активную зону.

В связи с указанным недостатком системы ПАЗ-Г, в проекте БН-1200 введена дополнительная пассивная система поглощающих стержней на температурном принципе действия (АЗ-Т), которые опускаются в активную зону во всех аварийных ситуациях после повышения температуры на выходе из активной зоны, обеспечивая перевод реактора в подкритическое состояние. Однако такая система, обладая универсальным принципом срабатывания, не может проверяться на способность выполнения своих функций в процессе эксплуатации реактора. Характеристики этой системы могут быть получены только в стендовых условиях, в связи с чем она рассматривается как средство управления авариями.

Система аварийного отвода тепла подключена непосредственно к первому контуру через автономные теплообменники (АТО), установленные в баке реактора. Воздушные теплообменники (ВТО) соединены с АТО промежуточным натриевым контуром. В отличие от проекта БН-800, в котором ВТО присоединены ко второму контуру, принятая в БН-1200 схема повышает надёжность функционирования САОТ, поскольку исключается влияние второго контура на её работу. САОТ включает четыре независимых канала суммарной мощностью 80 МВт, что составляет 2,7 % от номинальной мощности реактора. Во всех трёх контурах каждого канала – первом (натрий), промежуточном (натрий) и воздушном - теплоотвод осуществляется естественной циркуляцией теплоносителей. В составе каждого ВТО имеются шиберы, которые открываются электроприводом, а в составе АТО - шаровые клапаны, открывающие тракт циркуляции натрия непосредственно через активную зону под действием собственного веса при прекращении принудительной циркуляции натрия через реактор. В настоящее время выполняются проработки по пассивному варианту открытия шиберов и рассматривается вариант с постоянной работой САОТ с приоткрытыми шиберами с целью гарантированного исключения тяжёлого повреждения активной зоны.

В проекте БН-1200 предусматривается герметичное надреакторное помещение, функцией которого является локализация радиоактивных продуктов в авариях с существенным повышением температуры и давления в реакторе. Такие ситуации могут возникнуть только в результате аварии с отказом всех четырех каналов аварийного отвода остаточных энерговыделений из-за неоткрытия шиберов и невозможности их открытия ручным приводом в течение 12 часов (располагаемое время из условия достижения предела безопасной эксплуатации по температуре корпуса реактора 750 °С). На случай реализации такой практически невероятной ситуации, когда температура натрия может достигнуть температуры кипения, и предусматривается герметичное надреакторное помещение: радиоактивный газ и аэрозоли сбрасываются из газовой системы в это помещение, где происходит конденсация аэрозолей.

Что касается аварии с полным обесточиванием энергоблока (следовательно, происходит отказ всех четырёх каналов САОТ из-за неоткрытия шиберов) и отказом активных систем остановки реактора, то наличие в проекте дополнительно двух пассивных систем остановки, основанных на различных принципах действия, исключает возможность тяжелого повреждения активной зоны при указанном выше наложении на исходное событие сопутствующих отказов систем и элементов РУ.

Несмотря на перечисленные свойства внутренней самозащищённости и конструктивные меры в проекте реактора БН-1200, тем не менее постулируется тяжелая авария с расплавлением активной зоны. На этот случай предусматривается в нижней части корпуса реактора, как и в проекте БН-800, поддон из тугоплавкого металла для исключения выхода топлива в шахту реактора. В этой ситуации выполняет свои функции и герметичное надреакторное помещение, задерживая пары радиоактивного натрия и аэрозоли.

В таблице 5 показано, как изменялись решения в проектах БН, направленные на повышение уровня безопасности.

Таблица 5. Развитие решений по безопасности БН

Технические решения по обеспечению безопасности	БН-600	БН-800	БН-1200
Аварийная защита: активная	+	+	+
активная + пассивная на основе гидравлически взвешенных стержней	–	+	+
активная + пассивная на основе гидравлически взвешенных стержней + пассивная на основе температурного принципа действия	–	–	+

Система аварийного отвода тепла: в составе третьего контура воздушный теплообменник присоединён ко второму контуру воздушный теплообменник присоединён к автономному теплообменнику первого контура	+ – –	+ – –	 +
Система удержания расплавленного топлива	–	+	+
Система локализации аварийных выбросов	–	–	+

Приведенное сочетание свойств внутренней самозащищённости и конструктивных мер свидетельствуют о таком уровне безопасности РУ БН-1200, который позволяет рассчитывать на выполнение самого высокого требования по исключению эвакуации населения за пределами промплощадки энергоблока при любых технически возможных авариях.

Список литературы

1. Поплавский В.М., Баклушин Р.П., Иваненко В.Н. Натриевый теплоноситель в технологии быстрых реакторов. – Известия вузов. Ядерная энергетика, 1999, № 3, с. 17-23.

2. Сараев О.М., Ошканов Н.Н., Баканов М.В. и др. 30-летний опыт эксплуатации натриевого быстрого реактора БН-600 // Подготовлена к публикации в журнале «Атомная энергия», 2010, т. 108, вып. 4.

3. Рачков В.И., Поплавский В.М., Цибуля А.М., Багдасаров Ю.Е. и др. Концепция перспективного энергоблока с быстрым натриевым реактором. // Атомная энергия, 2010, т. 108, вып. 4, с. 201-206.

4. Васильев Б.А. Реактор на быстрых нейтронах: БН-1200. Форум поставщиков «АТОМЕКС 2011», г. Москва, 6-8 декабря 2011 г.

ОСНОВНЫЕ КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЯДЕРНЫМ ПЛАВУЧИМ ЭНЕРГОБЛОКАМ

Кузнецов В.П., Макаров В.И., Пологих Б.Г., Хлопкин Н.С.
НИЦ «Курчатовский институт», Москва
Макеев Г.А.
ОАО «ЦКБ «Айсберг», Санкт-Петербург

Введение

Мобильная ядерная энергетика возникла в мире практически одновременно со стационарной. Достаточно напомнить, что в конце 50-х годов прошлого века в Физико-энергетическом институте (г. Обнинск) была разработана и построена ядерная установка ТЭС-3, состоявшая из нескольких блоков, передвигавшихся на гусеничном ходу. В 1961 г. началась опытная эксплуатация этой установки. Был использован водо-водяной реактор мощностью 8,8 МВт с примерно стандартными параметрами первого и второго контуров. Активная зона на основе высокообогащенного топлива обеспечивала кампанию 250 суток. Электрическая мощность установки составляла 1,5 МВт.

Подобные установки по своим техническим характеристикам вполне могут быть использованы для энергообеспечения небольших населенных пунктов, военных объектов, отдельных месторождений и т.д. Однако практически требуются энергоустановки большей, по крайней мере, на порядок мощности. Для отдаленных изолированных районов важна также продолжительность кампании. Та продолжительность, которая обеспечивалась реактором ТЭС-3, может считаться удовлетворительной для установок, используемых, например, в качестве аварийных источников энергии.

Мобильные (или транспортабельные) ядерные энергоустановки с параметрами, практически необходимыми для работы в изолированных энергоузлах или с отдельными потребителями в труднодоступных районах, наиболее реализуемы в виде плавучих энергоблоков. Первый такой энергоблок *Sturgis* был построен в США в 60-е годы прошлого века на основе грузового судна *Liberty* и с 1968 по 1976 г. успешно эксплуатировался вначале в районе Форт-Белвуар, штат Вирджиния, а затем в зоне Панамского канала. Практическое значение работы этого энергоблока заключалось в замещении мощностей местной гидроэлектростанции, что позволило поднять уровень воды в шлюзах канала. Мощность энергоблока составляла 10 МВт и, кроме того, он выдавал пресную воду. На судне был установлен водоводяной реактор МН-1А мощностью 45 МВт (т). За время работы средний КИУМ станции составил 54%.

Интересно отметить, что в 1976 г. ЦКБ «Айсберг», известный проектант всех атомных ледоколов, разработало аванпроект плавучей атомной электростанции мощностью 50 МВт(эл.) на основе ледокольной реакторной установки (пр. 12100).

Близок к началу реализации в конце 80-х годов был проект плавучего энергоблока (ПЭБ) «Волнолом-3» мощностью 12 МВт(эл.) на основе двух реакторных установок типа АБВ.

Наконец, в ближайшие годы ожидается ввод в эксплуатацию атомной станции малой мощности с плавучим энергоблоком «Академик Ломоносов». Реакторная установка КЛТ-40С, используемая в этом проекте, представляет собой ледокольную установку, адаптированную в известной мере к условиям ПЭБ. Энергоблок в номинальном режиме будет выдавать в береговые сети 70 МВт электрической и 50 МВт тепловой энергии. Эксплуатация станции должна продемонстрировать потенциальные возможности подобных источников энергии.

В начале 2011 года рядом организаций была предпринята попытка выработать некоторые основные требования к перспективному плавучему энергоблоку, а также до известной степени представить себе его возможный облик. Основой для этого послужило появление проекта принципиально новой реакторной установки для перспективного атомного ледокола. Дискуссия, развернувшаяся по данному вопросу, побудила авторов доклада высказать свои соображения относительно требований, которые в концептуальном плане должны быть предъявлены к новому проекту.

1. Мощность плавучего энергоблока

При определении требований к перспективным ПЭБ следует, по-видимому, исходить из цели создания в конечном итоге на их основе системы АС ММ. Так, при разработке концепции ПЭБ с реакторными установками типа КЛТ-40С изначально предполагалось, что последовательно будет введено в эксплуатацию 7-8 таких энергоблоков. Таким образом, постепенно должна быть построена система универсальных блоков, работающих на определенной площадке в течение межремонтного

периода 10-12 лет. Затем этот блок заменяется другим, новым или отремонтированным. Для такого «конвейера» были определены соответствующие географические пункты.

Первым из таких пунктов был назван г. Певек, энергоснабжение которого осуществляется от изолированного Чаун-Билибинского энергоузла. Энергоузел объединял Чаунскую ТЭЦ (34,5 МВт), Билибинскую АЭС (48 МВт) и выведенную ныне из эксплуатации плавучую газотурбинную станцию «Северное сияние» (24 МВт). Максимум нагрузок в энергоузле составляет в настоящее время 33 МВт. ПЭБ должен был заместить выводимые из эксплуатации мощности. Перспектива присоединения к энергоузлу золотосеребряного рудника «Купол» увеличит его мощность еще, по крайней мере, на 25 МВт [1]. Из сказанного следует, что ПЭБ типа «Академик Ломоносов» способен один, даже с некоторым резервом, обеспечить потребности Чаун-Билибинского энергоузла. В дальнейшем освоение Баимской рудной зоны (месторождения Песчанка, Находка и т.д.) увеличит энергопотребление в регионе.

При выработке требований к перспективным плавучим энергоблокам должны учитываться все аспекты их возможного рынка. В работе Ю.А. Сергеева [2] приведен перечень населенных пунктов Севера СССР, в которых считалось целесообразным разместить ядерные энергоисточники. Перечень составлен по материалам исследований ряда академических и ведомственных научно-исследовательских институтов. Согласно этому перечню, из более чем 90 населенных пунктов, атомные станции в плавучем исполнении целесообразно разместить в 28 пунктах, а также передать в распоряжение ряда геологических управлений, причем по нескольку штук.

В таблице 1 представлено необходимое, согласно этим исследованиям, количество плавучих энергоблоков различной мощности. Обращает на себя внимание то обстоятельство, что здесь отсутствуют блоки с мощностью более 50 МВт.

На семинаре ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Перспективы участия атомной отрасли в развитии региональной энергетики», проходившем в Колонтаево под руководством П.Г. Щедровицкого в июне 2006 г., была нарисована весьма оптимистичная картина развития до 2020 г. атомных станций малой мощности, в том числе и на основе плавучих энергоблоков. Так для ПЭБ с РУ КЛТ-40С было названо 17 пунктов базирования, среди которых Салехард, Дудинка, Певек, Магадан, Вилючинск, Комсомольск-на-Амуре, Владивосток. Не менее 10 пунктов было определено для ПЭБ на основе РУ АБВ-6М [3].

Таблица 1. Количество плавучих ядерных энергоисточников для Севера СССР

Электрическая мощность энергоблоков, МВт	Количество, шт.
2×3	4+(22÷28)*)
2×6	10
2×12	5
2×25	9

*) Для геологических управлений.

Несколько менее радужные перспективы прослеживаются в докладах на межотраслевой межрегиональной научно-технической конференции «Перспективы развития системы атомных станций малой мощности в регионах, не имеющих централизованного электроснабжения» (11 – 12 ноября 2010 г.). Например, в докладе Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН [4] указывается, что число мест размещения плавучих атомных станций с реакторами КЛТ-40С ограничено. Правда, количество площадок для размещения менее мощных станций (6 ÷ 12 МВт) весьма значительно.

Изложенное подтверждает важность системного подхода при определении требований к перспективным плавучим энергоблокам. Представляется, что по существующей в настоящее время концепции обеспечения энергией изолированных потребителей достаточно иметь два источника энергии, работающих каждый в диапазонах мощностей 3 ÷ 25 и 25 ÷ 100 МВт. Такая схема использования энергоблоков предполагает работу с различными значениями КИУМ, включая достаточно малые значения, что, несомненно, будет влиять на экономику. Однако при определенных условиях это обстоятельство может играть второстепенную роль. Здесь могут также варьироваться типы активных зон, исходя из выработки энергозапаса на планируемом месте работы в течение межремонтного периода ПЭБ.

Плавучие энергоблоки мощностью 25 МВт могут оказаться востребованными для решения стратегических государственных задач или в качестве аварийного источника электрической энергии. ПЭБ мощностью 100 МВт будет рентабельнее и, соответственно, производимая энергия будет дешевле, поэтому такие энергоблоки могут использоваться в качестве штатных источников электрической энергии для удаленных населенных пунктов и небольших городов.

Интересно отметить, что строящийся в настоящее время ПЭБ «Академик Ломоносов» обладает достаточно гибкими возможностями относительно вырабатываемой энергии. В номинальном режиме он предназначен для выработки Энергоблок в номинальном режиме будет выдавать в береговые сети 70 МВт электрической и 50 Гкал/час тепловой энергии. Предусмотрены, однако, режимы максимальной электрической мощности (77 МВт, 0 Гкал/час) и максимальной тепловой мощности (44,4 МВт, 146 Гкал/час). При адаптации энергоблока к условиям эксплуатации в предполагаемом пункте базирования потребовалось дальнейшее увеличение тепловой мощности за счет снижения электрической. Такими возможностями должны, по-видимому, обладать вновь проектируемые энергоблоки.

2. Общие требования к энергоблоку

Плавучий энергоблок «Академик Ломоносов» является, конечно, мобильным источником энергии. Однако, для того, чтобы образовать полноценную электростанцию, кроме ПЭБ должны быть сооружены и задействованы береговые сооружения, включающие гидротехнические устройства, а также такие береговые объекты инфраструктуры, как трансформаторные подстанции, тепловые пункты, административные здания и т.д. Поэтому возникшая после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС идея использования при подобных случаях ПЭБ в качестве аварийного или временного источника энергии не может быть реализована при данной конструкции энергоблока. Напрашивается естественный вывод, что у перспективных ПЭБ максимальная часть названных береговых объектов должна размещаться на борту. Это повышает мобильность энергоисточника, что является существенным при его использовании в местах, где

потребность в энергии не носит постоянного характера.

Немаловажным является вопрос о мореходных качествах энергоблока. Например, ПЭБ «Академик Ломоносов» представляет собой несамоходное судно стоечного типа. Его транспортировка потребует привлечения нескольких буксирных судов. В связи с этим можно напомнить, что ПЭБ *Sturgis* получил повреждения при его буксировке в штормовую погоду из зоны Панамского канала в Форт-Белвуар.

В ряде случаев целесообразно рассмотреть вопрос об использовании самоходных плавучих станций, снабженных подруливающими устройствами. Энергоблок, конечно, будет несколько дороже, но такое решение может оказаться полезным, например, при энергоснабжении морских буровых платформ в период их обустройства. Если же потребителями энергии являются подводные сооружения, то плавучие энергоблоки должны быть снабжены системами динамического позиционирования.

В качестве примера можно привести тот факт, что турецкая компания *Karadeniz Powership Company* переоборудует грузовые суда в дизельные плавучие энергоблоки достаточно большой мощности (~ 100 МВт). Тем самым *power barges* заменяются на *power ships* [5]. В этой связи уместно напомнить, что в России в 90-е годы прорабатывался проект переоборудования одного-двух атомных ледоколов в плавучие атомные электростанции. Е.П. Велихов предлагал использовать ледокол в качестве временного источника энергии в начальный период освоения Приразломного месторождения. Кроме того, предлагалось использовать в качестве плавучего энергоблока атомный корабль «Урал».

Одним из существенных требований к плавучему энергоблоку является минимизация его размерений. Важность этого требования обусловлена стремлением к универсализации объекта, позволяющей эксплуатировать его в небольших реках. С другой стороны, при необходимости морской транспортировки энергоблока вместо буксировки может быть использована перевозка на борту докового судна типа «Трансшельф».

Таблица 2.. Характеристики перспективных ПЭБ

	ПЭБ - А	**ПЭБ - К**
Модель использования	Аварийный источник электрической энергии; временный источник электроэнергии для выполнения геологоразведочных или иных стратегических задач.	Источник энергии для удаленных и труднодоступных районов и для прибрежных иностранных государств.
Мощность, МВт	25	100
КИУМ	–	0,7
Исполнение	Арктическое исполнение корпуса; исполнение систем охлаждения, вентиляции и кондиционирования без ограничения района плавания.	Применительно к условиям эксплуатации.
Выработка тепловой энергии	–	Опционально
Выработка опресненной воды	Опционально	–
Движительно-рулевой комплекс	+	–
Срок между перезарядками РУ, лет	10	12
Минимальное количество ПЭБ в серии	2-3	6-7
Персонал, чел.	50	60
Достоинства	Возможность самостоятельного хода, минимальные требования к береговой инфраструктуре в точке базирования.	Относительно низкая стоимость электрической энергии

Кардинальным решением, уменьшающим размерения плавэнергоблока, является исключение из состава судна хранилища облученного ядерного топлива (ХОЯТ) и жилой надстройки.

Относительно ХОЯТ речь пойдет ниже. Что касается жилых помещений на борту судна, необходимо учитывать, что ПЭБ – это мобильный объект, способный перемещаться вместе с экипажем (персоналом). Экипаж, работающий вахтовым методом (например, со сменой через четыре месяца), и проживающий на борту судна, не требует на берегу дополнительных жилых построек, ресторанов, клубов, прачечных и т.д. Размещение персонала на борту необходимо при транспортировке ПЭБ, а также при борьбе за живучесть судна. Поэтому жилые помещения на энергоблоке должны быть обязательно.

Исходя из сказанного, представляет интерес предложение о создании серий ПЭБ с двумя мощностными вариантами 25 МВт и 100 МВт. ПЭБ меньшей мощности может оказаться востребованным для решения стратегических государственных задач или в качестве аварийного источника электрической энергии. ПЭБ мощностью 100 МВт будет рентабельнее и соответственно производимая энергия будет дешевле, поэтому такие ПЭБ должны будут использоваться как штатные источники электрической энергии удаленных населенных пунктов и небольших городов. В таблице 2 представлены основные характеристики этих двух вариантов: условно говоря, стратегического или аварийного – ПЭБ-А и коммерческого – ПЭБ-К.

Серийность ПЭБ может обеспечить снижение стоимости каждого серийного ПЭБ примерно на 15% по сравнению с головным судном. Снижение стоимости будет в основном достигаться за счет уменьшения трудоемкости проектных работ, оптимизации технических решений по результатам строительства головного заказа (технологичность конструкций установки, биологической защиты), разработанных технологических процессов и изготовленной оснастки.

3. Требования к ядерной энергетической установке

Плавучий энергоблок, работающий для изолированного потребителя, должен иметь, по крайней мере, две независимые энергетические установки. При выходе из строя одной из установок остальные установки должны обеспечивать необходимое энергоснабжение.

В случае экспорта ПЭБ, который наиболее осуществим в виде экспорта электроэнергии от ПЭБ с со-

хранением обслуживания на территории России, возникает проблема сохранения достаточно высокого кпд ядерной энергетической установки при различной температуре забортной воды. Эта температура в разных регионах Земного шара может меняться в диапазоне от 0°С и ниже до 35°С. При наличии широкого рынка АС ММ, целесообразно предусмотреть два варианта ПЭБ: для тропических и арктических условий. Арктическое исполнение, аналогичное строящемуся ПЭБ «Академик Ломоносов», подразумевает ледовые усиления корпуса, расчет систем охлаждения энергетической установки, систем вентиляции и кондиционирования применительно к низким внешним температурам. Так разработанные в 2011 г. требования к перспективному плавучему энергоблоку предусматривали работу ПЭБ при температуре наружного воздуха до -60°С. Имелась в виду, например, возможная эксплуатация станции на реке Яна в районе поселка Усть-Куйга в Республике Саха (Якутия).

При тропическом исполнении отпадает необходимость в ледовых подкреплениях корпуса, за счет чего может быть уменьшена масса корпуса судна, а также в применении дорогостоящих морозостойких материалов. Однако появляется необходимость установки дополнительных холодильных машин и кондиционеров для обеспечения нормальной эксплуатации при повышенных температурах воздуха и воды.

Следует, кроме всего прочего, учитывать, что электрические сети возможных потребителей плавучих энергоблоков в Центральной и Южной Америке работают на частоте 60 Гц. Энергетические установки ПЭБ должны иметь в своем составе соответствующие преобразователи или должна быть предусмотрена возможность их подключения.

Еще одним вопросом, связанным с электрическими сетями является режим работы электростанции. В проектных документах ПЭБ «Академик Ломоносов» говорится, что энергоблок предназначен для работы в базовом режиме, однако допускает и работу в режиме следования за нагрузкой.

Способность реактора работать в режиме следования за нагрузкой особенно важна в малых энергосистемах, где ядерный энергоблок может оказаться доминирующим или даже единственным источником энергии. На рисунке представлены суточные колебания нагрузки Чаун-Билибинского энергоузла. Этот график использовался при проектировании первого варианта размещения ПЭБ «Академик Ломоносов» в Певеке. Следует заметить, что в настоящее время колебания нагрузки в этом энергоузле обеспечиваются за счет изменения мощности Билибинской АЭС.

Поскольку на ПЭБ «Академик Ломоносов» будет использоваться реактор типа КЛТ-40С, аналогичный применяемым на атомных ледоколах, он способен работать в переменном режиме. Так в течение года типичное количество изменений мощности ледокольных реакторов превышает 2500, причем из них более 1000 – на величину более 15 % от номинальной мощности [6]. Скорость изменения может варьироваться от 0,1 до 5 % $N_{ном.}$/с.

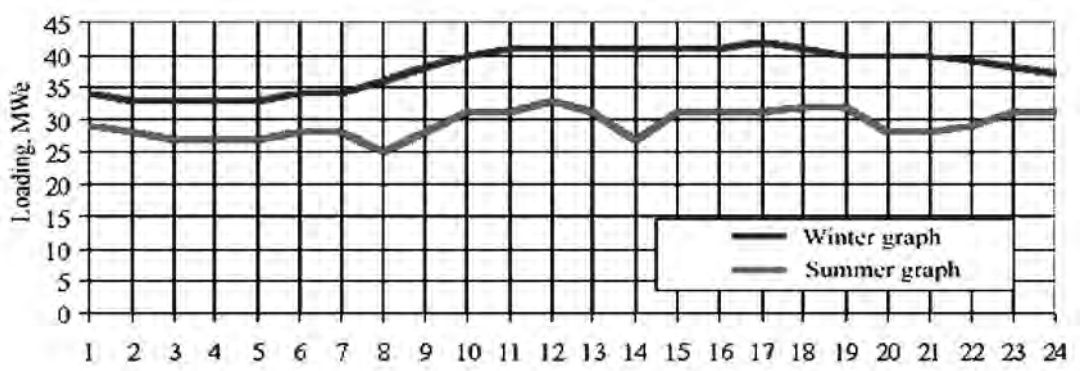
4. Реакторная установка ПЭБ

Прототип реакторной установки КЛТ-40С – РУ атомных ледоколов – обладает существенным для плавучих энергоблоков недостатком, а именно ограниченным энергоресурсом активной зоны. Будучи вполне достаточным для ледокольного флота с его периодическими остановками на техническое обслуживание в условиях специализированного предприятия, этот энергозапас на ПЭБ влечет за собой необходимость работы с ядерным топливом через каждые 2-3 года в условиях отсутствия адекватной береговой инфраструктуры.

Первоначально ПЭБ «Академик Ломоносов» проектировался без хранилища ОЯТ и перегрузочного оборудования. Однако в этом случае потребовалось бы строительство специального судна технического обслуживания. Такое решение было бы приемлемым только при ясной перспективе создания некоторой серии подобных объектов. Был принят альтернативный вариант: размещение на ПЭБ дополнительного отсека с ХОЯТ и системой перегрузки топлива. В течение межремонтного периода (10-12 лет) производится несколько перезарядок ядерного топлива с соответствующим заполнением хранилища. В итоге, на ремонтное предприятие ПЭБ транспортируется максимум (при больших значениях КИУМ) с двумя выгоревшими активными зонами в реакторах и шестью комплектами ТВС в хранилище.

Отрицательные стороны такого решения вполне очевидны. Транспортировка несамоходного судна с большим количеством облученного ядерного топлива, несомненно, представляет собой потенциальную опасность. Особенно это существенно при возвращении на ремонтное предприятие экспортных блоков водами Мирового океана.

Нежелательным является выполнение каких-либо работ с ядерным топливом в месте эксплуатации ПЭБ. Эти работы всегда носят потенциально опасный характер. Кроме того, операции со свежим ядерным топливом в отдаленных районах требуют дополнительных мер по обеспечению физической защиты и вообще могут оказаться неприемлемыми с точки зрения нераспространения делящихся материалов. Последнее особенно касается экспортных вариантов эксплуатации ПЭБ.



Флуктуации нагрузки Чаун-Билибинского энергоузла в течение суток [6].

Отсутствие каких-либо работ с ядерным топливом в месте эксплуатации является одним из важнейших концептуальных требований к перспективным плавучим энергоблокам и должно быть принято в качестве исходной позиции при их проектировании. Это положение в настоящее время признано ядерным сообществом и уже появились проработки реакторных установок для плавучих энергоблоков (РИТМ-200М, АБВ-6М), рассчитанных на эксплуатацию в течение 10-12 лет без перезарядки ядерного топлива. Создание таких установок потребует, конечно, выполнения ряда НИОКР. В частности, необходимо решить проблему обеспечения работоспособности твэлов при длительной кампании.

Межремонтный период ПЭБ целесообразно максимально увеличить. Предпосылки к этому просматриваются. Например, для нового атомного ледокола и его реакторной установки определен 20-летний межремонтный период. Проблематичным, однако, представляется продление на этот срок кампании реактора. При условии, что удастся решить проблему стойкости оболочек твэлов, даже в таких реакторах с увеличенным объемом активной зоны, как РИТМ-200М, придется отказаться, по крайней мере, в пределах Российской Федерации, от общепринятого ограничения по обогащению ядерного топлива, установленного по рекомендации МАГАТЭ.

Отказ от ограничения по обогащению ядерного может быть оправдан для установок, перезарядка которых производится на специализированном предприятии. Известно, например, что технический проект реакторной установки КЛТ-40С для плавучего энергоблока был выполнен в расчете на использование серийной ледокольной активной зоны с высокообогащенным ураном. Относительно этого обстоятельства в докладе Департамента энергетики США [7] было отмечено, что защита от распространения ядерных материалов обеспечивается для этой установки тем, что перезарядка производится на ремонтном предприятии.

5. Актуальные вопросы обеспечения безопасности ПЭБ

Пользуясь принятым в последнее время термином «ядерный остров», означающий реакторную установку и некоторый набор оборудования, которые способны независимо от других систем прекратить цепную реакцию и длительное время расхолаживаться при полном обесточивании, можно констатировать, что плавучий энергоблок является таким островом не только в переносном, но и в прямом смысле. Сосредоточение на судне всей ядерной составляющей атомной электростанции способствует повышению степени ее безопасности. С другой стороны, плавучий энергоблок, являясь судном, в большей мере, чем наземные сооружения, подвержен воздействию некоторых неблагоприятных природных явлений.

Именно поэтому после известных событий на АЭС «Фукусима-1» было обращено пристальное внимание на предстоящую эксплуатацию ПЭБ «Академик Ломоносов» в районе г. Вилючинска, то есть в районе с повышенной сейсмо- и цунамиопасностью.

Предприятиями, участвовавшими в проектировании плавучей теплоэлектростанции на основе ПЭБ «Академик Ломоносов», был выполнен стресс-тест технического проекта энергоблока. Проанализирована защищенность объекта при экстремальных воздействиях природного характера (землетрясение, волна цунами). При выполнении стресс-теста постулировались следующие события: землетрясение интенсивностью 10-12 баллов по шкале MSK-64; волна цунами, под воздействием которой ПЭБ выносится на берег; полное обесточивание ПЭБ с потерей всех внешних источников питания. На самом деле интенсивность прогнозируемого землетрясения в месте размещения ПЭБ составляет 9 баллов, а волна цунами в бухте Крашенинникова не превышает 4,5 м, при условии, что на входе в Авачинскую губу, частью которой является бухта, высота волны равна 30 м.

При землетрясении на ПЭБ действует, в основном, вертикальная составляющая, равная в рассмотренном в стресс-тесте случае 1,8*g*. Анализ показал, что прочность корпуса ПЭБ при таком воздействии обеспечивается. Что касается оборудования энергоблока, то оно рассчитано на воздействие ударных нагрузок с ускорением до 3*g*, действующих в любом направлении. Надежность применяемых на ПЭБ судовых установок доказана многолетней успешной их эксплуатацией в условиях нагрузок, вызываемых морским волнением, судовой вибрацией, ударными нагрузками при работе ледоколов во льдах.

Что касается волны цунами, то в районе Вилючинска она, по-видимому, опасности не представляет, так как причальные устройства ПЭБ обеспечат фиксацию судна при ожидаемой высоте волны. В иных цунамиопасных районах нельзя исключить перемещения энергоблока волной на берег. Это событие может сопровождаться при определенных внешних воздействиях полной потерей аварийного и резервного электроснабжения. Проектом ПЭБ «Академик Ломоносов» предусмотрены на подобный случай пассивные системы расхолаживания реакторов, действующие в течение 24 часов. Не вполне очевидно, что в течение этого времени удастся восстановить электроснабжение и обеспечить аварийный ПЭБ дополнительным количеством охлаждающей воды. На этот случай по результатам стресс-теста рекомендовано ввести на ПЭБ в пассивный канал расхолаживания воздушные теплообменники.

Необходимо учитывать, что потеря конечного поглотителя тепла, которым для ПЭБ является забортная вода, может также произойти в случае посадки энергоблока на мель в результате срыва с причальных сооружений под воздействием штормовой погоды, подвижки льдов, или в результате навигационной аварии при буксировке. При посадке на мель приемные каналы забортной воды могут оказаться выше уровня воды.

Напрашивается вывод, что в перспективных установках плавучих энергоблоков необходимо предусмотреть возможность неоперативного и неограниченного по времени ввода в активную зону охлаждающей воды (может быть также от пожарной или какой-либо другой посторонней системы), чтобы не допустить при чрезвычайных обстоятельствах перегрева твэлов

Признано [8], что реакторные установки атомных станций малой мощности, включая установки плавучих энергоблоков, должны обладать повышенными свойствами самозащищенности. Это требование обусловлено близостью их размещения к населенным пунктам, скудностью инфраструктуры, малочисленностью персонала, удаленностью от центров аварийной и технической поддержки. Немаловажную роль играет необходимость снижения массогабаритных характеристик систем безопасности, их стоимости, ограниченная численность персонала и т.д. Необходимыми свойствами обладают судовые ядерные реакторы.

Активные зоны судовых реакторов, благодаря своим небольшим размерам, отличаются стабильностью поля энерговыделения. Управление ими достаточно просто. Не требуется, в частности, подавления ксеноновых колебаний. Саморегулируемость реакторной установки обусловлена наличием отрицательной обратной связи по температуре первичного теплоносителя и мощности реактора. Температурный коэффициент реактивности типичного судового реактора отрицателен во всем диапазоне температур. Это свойство в большой степени реализовано за счет того, что в судовых реакторах не используется химическое регулирование реактивности. В рабочей области температур теплоносителя температурный коэффициент реактивности составляет величину около $-5 \cdot 10^{-4}$ 1/С [6].

Доплер-эффект также отрицателен, однако из-за особенностей применяемого топлива его значение невелико.

Свойство саморегулируемости реактора способствует его самозащищенности, так как отрицательные температурный и мощностной эффекты реактивности направлены на компенсацию положительной реактивности, вводимой в результате каких-либо нарушений в работе реакторной установки. При проектировании активных зон для реакторов перспективных плавучих энергоблоков следует стремиться к тому, чтобы достаточные значения температурного и плотностного коэффициентов реактивности обеспечивались при низких температурах теплоносителя. Это позволит эффективно (в дополнение к Доплер-эффекту) глушить импульсные выделения мощности при пусковых авариях.

Еще одно свойство самозащищенности реактора относится – возможность расхолаживания активной зоны за счет естественной циркуляции первичного теплоносителя при аварийной остановке реактора, работавшего на любом уровне мощности. Как уже упоминалось, на судовых установках, в том числе на ПЭБ «Академик Ломоносов» обеспечивается пассивными методами отвод остаточного тепла от первичного теплоносителя. Естественная циркуляция наиболее интенсивно развивается в реакторах интегрального типа (РИТМ-200, РИТМ-200М, АБВ-6). Впрочем, последний из перечисленных реакторов во всех режимах работает на естественной циркуляции. Кроме того, интегральные реакторы характерны большим объемом воды над активной зоной, что при авариях типа LOCA способствует задержке времени до начала оголения активной зоны.

К свойствам самозащищенности (или внутренне присущей безопасности) относится [9] и выбор соответствующих материалов, условий их работы, водно-химического режима теплоносителя и т.д. В этой связи достаточно важными представляются уже упоминавшиеся работы по обеспечению стойкости оболочек твэлов в течение длительной кампании. Необходимы также исследования по поведению твэлов в условиях тяжелых аварий. Выбор материалов важен для всего оборудования реакторной установки. Трубопроводы первых контуров реакторов атомных ледоколов изготовлены из материалов, позволяющих реализовать концепцию «течь перед разрушением». Возникшая течь теплоносителя первого контура развивается достаточно медленно, что дает персоналу время для обнаружения как факта, так и места течи и ее ликвидации. Имеющаяся практика подтвердила это, причем поиск места утечки теплоносителя и принятие соответствующих мер занимает несколько часов или даже сутки.

Реакторные установки ПЭБ должны быть обеспечены защитными техническими мерами на случай тяжелой аварии с плавлением активной зоны. Исследования показали, что для судового реактора достаточной мерой против проплавления корпуса является внешнее его охлаждение путем подачи воды в пространство, окружающее корпус. Должны быть также приняты меры против образования в защитной оболочке реактора гремучей смеси. В упоминавшемся уже заключении по стресс-тесту ПЭБ «Академик Ломоносов» рекомендуется с этой целью установить в каждой защитной оболочке пассивные каталитические рекомбинаторы водорода типа РВК-500.

Заключение

В докладе сделана попытка сформулировать некоторые основные требования к перспективным плавучим энергоблоком. При этом, если для ряда внешних характеристик энергоблока (мощность, состав, мореходные качества) были скорее заданы вопросы и поставлены проблемы, то вопросы обеспечения безопасности были обозначены более определенно.

Реакторная установка должна быть частью «ядерного острова», в пределах которого реактор без вмешательства других систем в случае необходимости останавливается и продолжительное время расхолаживается при полной потере электроснабжения энергоблока и потере забортной воды в качестве конечного поглотителя тепла.

Конечно, очень большую роль имеют и экономические характеристики атомных станций на основе плавучих энергоблоков. Для уменьшения их стоимости необходимо принять максимальные меры. Особенно это относится к инфраструктуре [8], которая обслуживает лишь один плавучий энергоблок. Она должна быть максимально сокращена по сравнению с инфраструктурой, рассчитанной на обслуживание нескольких блоков. Иначе стоимость инфраструктуры может оказаться выше стоимости ПЭБ.

Необходим тщательный анализ строительства первого плавучего энергоблока, стоимость которого пятикратно увеличилась с момента первых оценок в 2000 г. Проработки перспективного ПЭБ, предпринятые в 2011 г., показали, что даже при изъятии из состава энергоблока перегрузочного оборудования и хранилища облученного ядерного топлива уменьшение его стоимости в два раза по сравнению со стоимостью строящегося объекта явно нереально.

Остается недостаточно исследованным также платежеспособный спрос на плавучие энергоблоки. Целесообразно продолжить изучение возможных сфер использования ядерных плавучих энергоблоков с учетом перспектив развития регионов и других факторов (строительства дорог, цен на нефть и газ и. т.д.).

Список литературы

1. Ф.Т. Тухветов. Расширить горизонт планирования. Энергетическая составляющая является основной для дальнейшего развития Чукотки. Росэнергоатом, № 2, 2011.

2. Ю.А. Сергеев. Потенциальный рынок и реальный платежеспособный спрос на атомные станции малой мощности в ближайшей и среднесрочной перспективе (до 2025-2030 гг.). Подходы к исследованию этого вопроса. Рабочая записка.

3. С.В. Крысов. Оценка технико-технической и проектной готовности атомной отрасли к разработке и продвижению на региональные рынки АС малой и средней мощности. Труды се-

минара «Перспективы участия атомной отрасли в развитии региональной энергетики», Колонтаево, 31 мая – 2 июня 2006 г.

4. Б.Г. Санеев, И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, М.И. Франк. Приоритеты использования атомных станций малой мощности на востоке России. Атомная энергия, 2011, т. 111, вып. 5, с. 276–281.

5. Patel Sonal. Of Floating Power Barges and Ships. Power Magazine, 2010, February 1.

6. N.S. Khlopkin, V.I. Makarov, B.G. Pologikh. The Concept of the Use of the Marine Reactor Plant in Small Electric Grids. Proceedings of the 4th International Conference on Nuclear Option in Countries with Small and Medium Electricity Grids, Dubrovnik, Croatia, June 16-20, 2002.

7. Report to Congress on Small Modular Nuclear Reactors. U.S. Department of Energy, May 2001.

8. Н.С. Хлопкин, Б.Г. Пологих, В.И. Макаров, В.Н. Лысцов. Инфраструктура атомных станций малой мощности. Атомная энергия, 2011, т. 111, вып. 5, с. 269–272.

9. В.А. Сидоренко, Безопасность использования атомной (ядерной) энергии (ядерная безопасность). Вопросы атомной науки и техники, серия: Физика ядерных реакторов, 2012, вып. 1, с. 3-17.

КОНЦЕПЦИЯ БЫСТРОГО ПАРОВОГО РЕАКТОРА МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Просвирнов А.А., Нафталь М.М.
ОАО "ВНИИАЭС"

Эксплуатируемые в настоящее время блоки АЭС относятся к реакторным установкам II поколения. Основными недостатками этого поколения реакторов является низкая эффективность использования ядерного топлива, открытый топливный цикл, нерешенность вопроса с отработанным ядерным топливом (ОЯТ) и радиоактивными отходами (РАО), не отвечающий последним требованиям уровень безопасности. К реакторам IV поколения в настоящее время предъявляются повышенные требования по безопасности, надежности, экономичности и конкурентоспособности с энергетическими системами неядерных отраслей, использованию замкнутого топливного цикла и решению проблем ОЯТ и РАО.[1]

Основным требованием безопасности реакторных установок IV поколения является внедрение в проект принципа внутренне присущей безопасности, интегральности, модульности и пассивных принципов систем безопасности.

Решение вопроса о внедрении принципа интегральности и пассивных принципов безопасности может коренным образом изменить укоренившийся подход в определении экономичности блока. Для действующих концепций АЭС, как построенных, так и находящихся в стадии проектирования и строительства, укрепилось убеждение, что стоимость блока на единицу установленной мощности падает с увеличением единичной мощности блока. Это действительно верно для существующих концептуальных проектов АЭС, которые имеют в своем составе 3 или 4 системы безопасности, которые в свою очередь требуют 3 или 4 дизель-электростанции и т.д. Стоимость обеспечивающих систем с ростом мощности растет незначительно, что приводит, в конечном итоге, к удешевлению стоимости единицы установленной мощности и, как следствие, к удешевлению стоимости единицы произведенной энергии. Исходя из этого принципа многие страны, такие как Франция, Россия постоянно наращивали единичные мощности блока, например, Франция построила блоки АЭС 900МВт, затем 1300МВт, 1400МВт и возможно построят в будущем 1500МВт, Россия построила ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 и проектирует АЭС 1500МВт.[2]

В то же время постоянное повышение требований безопасности может привести к неограниченному росту стоимости обеспечивающих систем, не участвующих напрямую в функции выработки электроэнергии. Повышаются также и требования к надежности систем безопасности, что приводит к увеличению коэффициентов готовности, и как следствие, к удорожанию их обслуживания.

Требуется качественный скачок в подходах к обеспечению безопасности и эффективности, упрощению технических решений, поиску новых схем выработки и отвода тепла от активной зоны реактора.

Быстрый паровой реактор (БПР) работает в быстром спектре нейтронов и охлаждается водяным паром. Вода, как уникальное и доступное вещество, наиболее широко используется в качестве теплоносителя первого контура в энергетических реакторах на тепловых нейтронах. В то же время, для таких реакторов характерны существенные недостатки, к которым можно отнести относительно большие запасы реактивности в активной зоне, низкую эффективность топливоиспользования, невысокие параметры термодинамического цикла, проблемы утилизации отработавшего ядерного топлива (ОЯТ). Но, тем не менее, доступность и дешевизна водной технологии, большой опыт разработок и эксплуатации легководных реакторов являются мощным стимулом к созданию новых реакторов с этим теплоносителем.

Одним из способов, позволяющих в значительной мере избавиться от перечисленных выше недостатков, является использование пара для охлаждения активной зоны реакторов и переход к быстрому спектру нейтронов. Эта идея не нова – в 60-е годы в ряде стран (США, ФРГ и др.) БПР рассматривались как альтернатива натриевым реакторам-размножителям, и их разработки проводились весьма активно. Однако, не обеспечив существенного выигрыша перед натриевыми бридерами, концепция БПР не получила завершенности, и к началу 70-х годов разработки БПР во всех странах были прекращены.[3]

За прошедшее с начала 70-х годов время произошли изменения в требованиях к АЭС, накоплен опыт эксплуатации твэлов в быстрых реакторах при высоких температурах и флюенсах, разработаны новые конструкционные материалы. Все это вместе с привлекательностью водной технологии привело к возрождению интереса к концепциям парового охлаждения быстрого реактора.

На основе одной из таких концепций и был разработан данный аванпроект. Тип реактора – одноконтурный паровой малой мощности (Nэл = 220МВт), под давлением, корпусной на быстрых нейтронах, с контуром многократной циркуляции внутри корпуса реактора, относящийся к IV поколению по классификации GIF. Данная концепция отличается от традиционных тем, что в активной зоне не происходит испарение воды, и твэлы контактируют только с паром.

Реакторная установка может использоваться в составе атомной станции, предназначенной для энергоснабжения населённых пунктов и промышленных объектов, расположенных в следующих регионах - Север, Крайний Север, Дальний Восток, Восточная Сибирь; в странах с неразвитой энергосистемой.

В докладе описана конструкция реакторной установки, отличительной особенностью которой является применение в качестве основного устройства, создающего напор в контуре многократной циркуляции, пакета струйных аппаратов [4], в которых происходит смешение питательной воды и пара, прошедшего через активную зону, с полным испарением питательной воды в струйном аппарате за счет охлаждения перегретого в активной зоне пара. Таким образом, на вход в активную зону подается слабоперегретый водяной пар, что исключает неравномерности, связанные с фазовым переходом теплоносителя внутри активной зоны.

Также в докладе представлены результаты основных расчетных обоснований (включая оценки коэффициентов реактивности), результаты поискового нейтронно-физического расчета активной зоны с использованием программы WIMS 4B, обосновывающего выбор топлива (UN или UO_2), оптимальных значений обогащения топлива, геометрии твэла и расстояния между твэлами в ТВС (из условия близости коэффициента воспроизводства в активной зоне (КВА) к единице и минимальности критических размеров активной зоны).

Основные целевые показатели и характеристики РУ приведены в таблице 1.

Таблица 1. Основные целевые показатели и характеристики реакторной установки

Наименование параметра	Значение
Тип реактора	Быстрый паровой под давлением
Срок службы основного оборудования РУ, лет	60
Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	526
Номинальная электрическая мощность реактора, МВт	220
Давление в первом контуре на выходе из реактора, МПа, абсолютное	13
Температура питательной воды, °С	232
Температура теплоносителя на входе в активную зону, °С	350
Температура теплоносителя на выходе из активной зоны, °С	555
Номинальный расход пара, подаваемого на турбину, т/ч	785
Максимальная глубина выгорания топлива, средняя по ТВС, МВт·сут/кг	до 70
Проектное землетрясение, баллов по шкале MSK-64	6
Максимальное расчетное землетрясение, баллы по шкале MSK-64: базовый вариант; для конструкций и узлов выполняющих функции безопасности за счет дополнительных мероприятий (опция)	 7 8...9
Коэффициент готовности основного оборудования РУ, %, не менее	99
Коэффициент воспроизводства топлива	~1
Возможность обеспечения суточного регулирования мощности по графику, % от $N_{ном}$	100-50-100

Реактор (см. рисунок 1) представляет собой вертикальный сосуд, внутри которого размещается шахта внутрикорпусная (в дальнейшем шахта) с выгородкой, активная зона, образованная ТВС и ПС СУЗ, блок защитных труб, привода СУЗ (в дальнейшем привод), штанги которых соединены с перемещаемыми стержнями поглощающими системы управления и защиты (в дальнейшем органы регулирования), плита опорная, струйные насосы. В верхней части реактора размещается блок электроразводок и блок верхний.

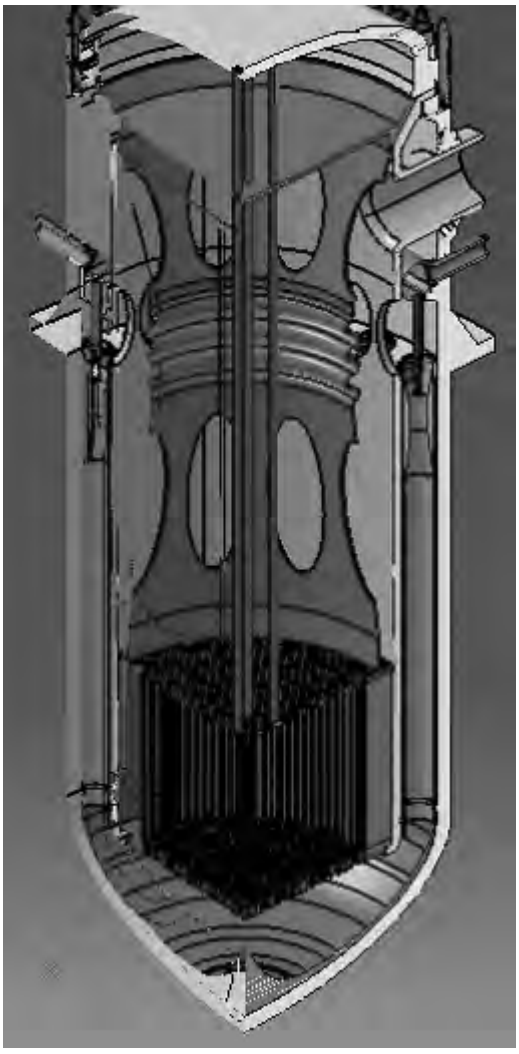


Рис. 1. Общий вид реактора в разрезе.

Корпус уплотняется крышкой, конструктивно входящей в верхний блок. На патрубки крышки (патрубки СУЗ) установлены чехлы приводов. Корпус имеет четыре патрубка Ду 175, которые также соединены с трубопроводами систем безопасности.

На внутренний выступ фланца корпуса подвешена шахта. На шахту устанавливается опорная плита, передающая вес всех ВКУ на шахту. На опорной плите на уровне активной зоны установлена выгородка, служащая вытеснителем и защитным экраном и охватывающая периферийный ряд ТВС.

Активная зона набирается из шестигранных ТВС. На головки ТВС установлен БЗТ, который удерживается от всплытия усилием собственного веса и прижимным усилием крышки. В защитных трубах БЗТ перемещаются ПС СУЗ и размещаются направляющие каналы системы контроля и диагностики активной зоны.

Реактор размещается в бетонной шахте и имеет биологическую и тепловую защиты. Опорным буртом

корпус реактора опирается и фиксируется на кольце опорном, закрепленном в опорной ферме. От поперечных смещений реактор удерживается также упорным кольцом, устанавливаемым на фланец корпуса, упорное кольцо крепится к закладным бетонной шахты. Закрепление реактора в бетонной шахте на трех уровнях позволяет надежно удерживать его от перемещения при сейсмических воздействиях.

Теплоносителем в реакторе является водяной пар. Питательная вода с помощью питательных электронасосов подается в раздаточный тороидальный коллектор реактора через 4 входных патрубка Ду 175, откуда раздается по 24 струйным насосам (см. рис. 2, 3), которые обеспечивают распыление теплоносителя и смешение его с паром, прошедшем активную зону. Смесь имеет температуру на 20 градусов выше температуры насыщения пара при данном давлении, и, соответственно,

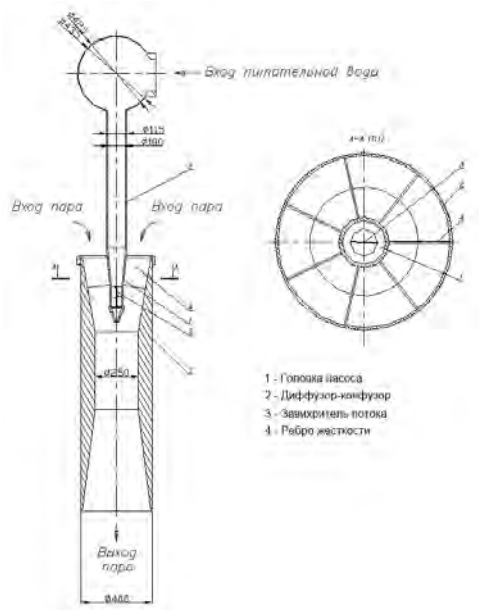


Рис. 2. Струйный насос с камерой смесителя-испарителя

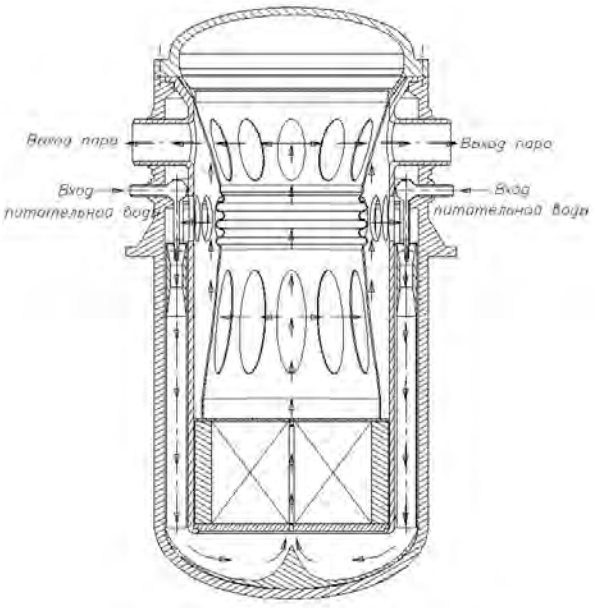


Рис. 3. Схема циркуляции теплоносителя внутри реактора

является паром. Опускаясь по трубам в днище, теплоноситель попадает в днище, где через щели в опорной плите поступает в ТВС. Омывая твэлы ТВС, теплоноситель нагревается за счет тепла, выделяемого твэлами в результате реакции ядерного деления. Нагретый в ТВС теплоноситель выходит через отверстия в нижней плите БЗТ в межтрубное пространство, откуда часть пара через отверстия в обечайках БЗТ и шахты выходит из корпуса реактора через четыре выходных патрубка Ду 300 и поступает на турбину, а оставшаяся часть поступает на вход струйных насосов.

Описание общих конструкционных решений реактора

К основным техническим решениям реакторной установки (рис.4) относятся:

- применение наиболее освоенного в мировой практике корпуса водо-водяного реактора.
- инжекторные насосы расположены внутри корпуса реактора, что физически устраняет возможность возникновения некоторых аварий.
- применение систем безопасности пассивного действия
- применение воздушных градирен для отвода тепла конечному поглотителю
- одноконтурная схема производства пара

В состав реакторной установки входят:

- реактор, включающий в себя:
  - корпус
  - крышку
  - внутрикорпусные устройства
  - активную зону
- системы безопасности, включающие:
  - систему длительного аварийного отвода тепла
  - систему автоматического снижения давления
- 4 трубопровода Ду 175 подвода питательной воды с арматурой;
- 4 трубопровода отвода пара Ду 300;
- оборудование и трубопроводы САОЗ (пассивная часть)

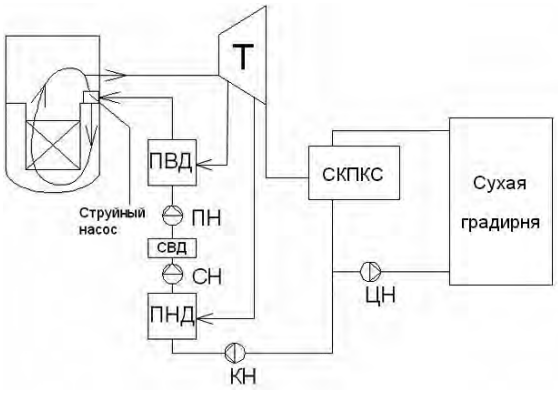


Рисунок 4. Общая схема (ПВД- подогреватель высокого давления, ПН – питательный насос, СВД – струйно-вихревой деаэратор, ПНД-подогреватель низкого давления, КН- конденсатный насос, ЦН – циркуляционный насос, СКПКС – смешивающий конденсатор с прямым контактом сред, Т – турбина)

Нейтронно-физический расчет активной зоны

Был произведен поисковой нейтронно-физический расчет активной зоны. Целью расчета являлся выбор топлива (UN или UO_2), определение оптимальных значений обогащения топлива, геометрии твэла и

расстояния между твэлами в ТВС из условия КВА~1 и минимальности критических размеров активной зоны. Также была произведена оценка коэффициентов реактивности.

Для расчетов использовалась программа WIMS-4B с созданной в ходе выполнения данной работы интерфейсной надстройкой над ней.

Первая группа расчетных данных (см. рис. 5) – сравнение k_∞ для ячеек с UN (12% U-235) топливом с различным соотношением площади топлива к площади водяного пара (от 0,5 до 7 с шагом 0,5).

Вторая группа расчетных данных – сравнение k_∞ для ячеек с UN топливом с различным обогащением по U-235 (от 12% до 20% с шагом 1% и 12,5%) с уран-водным соотношением равным 1,5.

Третья группа расчетных данных – сравнение k_∞ для ячеек с UO_2 топливом с различным обогащением по U-235 (от 11% до 20% с шагом 1%) с уран-водным соотношением равным 1,5.

Выполнению требования КВА~1 соответствует график $k_\infty(t)$, параллельный оси времени.

Из первой группы расчетов был получен график зависимости k_∞ от времени, из которого следует, что требуемый КВА достигается при минимальном соотношении топливо-теплоноситель равном 1,5.

Соответствующие графики были получены и из второй и третьей групп расчетов, из них следует, что оптимальным значением обогащения для UN топлива является 12,5%, а для UO_2 топлива с приемлемыми критическими размерами – 13%, при этом КВА для уранооксидного топлива с достаточно высоким обогащением, получается чуть меньше 1, убывая со временем, а для аналогичного уран-нитридного топлива – чуть больше 1, с незначительным ростом со временем. Таким образом, для использования в БПР подходит именно UN-топливо.

Полученные критические размеры для UN топлива с обогащением 12,5%: H=2м, R=1,07м.

Исходя из полученных данных, была принята следующая геометрия треугольной ячейки: диаметр твэла=6,9мм, диаметр топлива=6,1мм, шаг расположения твэлов=7,9мм, величина газового зазора=0,1 мм. Дистанционирование твэлов осуществляется с помощью навитой на них проволоки диаметром 1мм.

Результаты расчета конденсационного эффекта реактивности показывают, что в результате залива активной зоны водой резко падает коэффициент размножения и реактор глушится. Притом, с ростом выгорания топлива этот эффект усиливается. Таким образом, его можно использовать для создания еще одной системы аварийной защиты, основанной на другом принципе действия, подавая в качестве питательной воды, более холодную воду, с таким расчетом, чтобы после смешения с паром в струйном насосе, температура смеси была ниже температуры насыщения.

Исключение составляет начальный этап работы реактора, когда эффект реактивности положителен для воды с температурой 373K. Для исключения этого недостатка рекомендуется включить в состав топлива изотопы Pu-240, Pu-242 в концентрациях, соответствующих состоянию топлива на 30-й день кампании.

Результаты расчета среднего температурного эффекта реактивности при работе на мощности показали, что данный эффект мал по модулю, но положителен. Для исключения этого недостатка рекомендуется включить в состав топлива добавки, резонансный спектр поглощения нейтронов которых находится чуть правее рабочего спектра реактора (по аналогии с гадолиниевым самоэкранирующим выгорающим поглотителем (СВП) в ВВЭР и эрбиевым СВП в РБМК). Необходимы дальнейшие исследования и эксперименты по изучению спектра реактора и подбору такого материала.

Результаты расчета пустотного эффекта реактивности показывают, что для воздуха комнатной температуры он отрицателен, но для воздуха при температуре 498K после 4,5 лет выгорания эффект становится положительным. Это необходимо учитывать при проектировании ТВС, с планируемой эксплуатацией в течение срока, большего, чем 4 года.

В ходе тепло-гидравлического расчета были получены графики изменения температур по активной зоне, рассчитаны максимальные температуры оболочки и топлива наиболее нагруженной ячейке ТВС, определены гидравлические потери в ТВС.

Максимальная температура топлива составила 714°C, что не превышает допустимой температуры для мононитридного топлива 1200°C. Максимальная температура оболочки составила 575°C, что не превышает

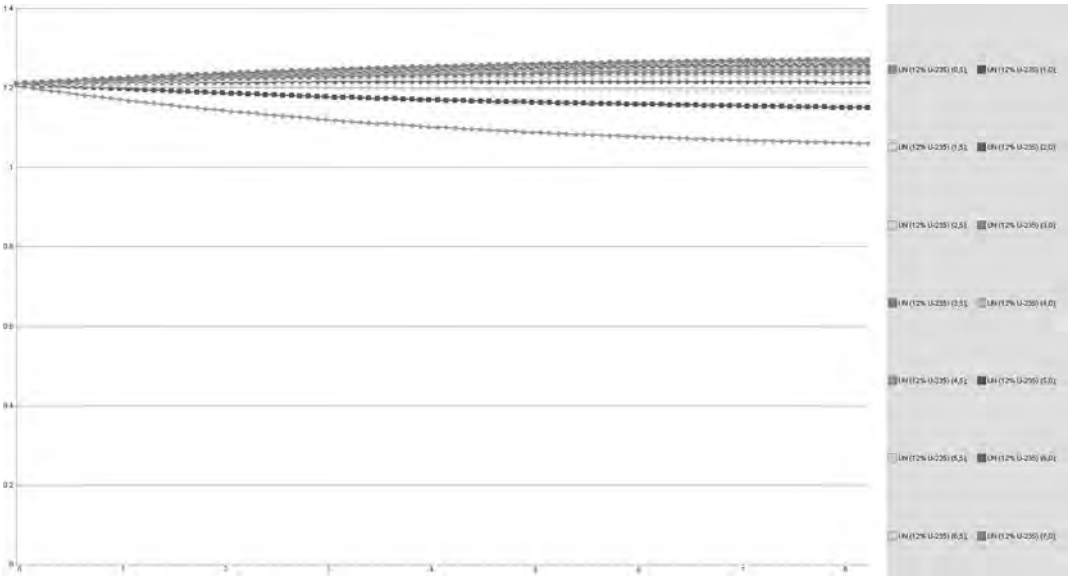


Рис. 5. Результат первой группы расчетов

предельно допустимой эксплуатационной температуры стали ЧС-68 равной 650°С.

Заключение

Результаты нейтронно-физических расчётов показывают возможность кампании длительностью, ограниченной 4,5 годами при выбранных в результате расчета оптимальных значениях материального состава и геометрии активной зоны. Анализ эффектов реактивности показал возможность заглушения реактора при заливе его водой, а также самозащищенность реактора при опустошении активной зоны. Начальный запас реактивности низок и на всем протяжении компании падает незначительно по сравнению с реакторами на тепловых нейтронах II и III поколений.

Основным преимуществом предложенной схемы контура многократной циркуляции внутри корпуса реактора и применения струйного насоса является простота и надежность решения (отсутствие газодувки с вращающимися элементами в контуре), совмещение испарителя в струйном насосе, в результате чего на вход в активную зону подается слабоперегретый пар. Эта схема позволяет избежать резких изменений свойств теплоносителя в активной зоне при испарении воды и получить быстрый спектр нейтронов.

В целом, проект РУ БПР-220, являясь аванпроектом, требует более детальной разработки, более серьезных нейтронно-физических и теплогидравлических расчетов активной зоны, обоснования работоспособности основных элементов ядерного реактора под действием длительного ионизирующего облучения в условиях высоких температур и т.д.

Также требуется экспериментальное обоснование способности струйных насосов, работающих в режиме испарителей, прокачать заданный расход, создав требуемый напор.

Список использованных источников

Слесарев И.С., Алексеев П.Н. “Ядерные реакторы повышенной безопасности. Анализ концептуальных разработок”, М.: Энергоатомиздат, 1993.

Просвирнов А.А., “Гигантомания в атомной энергетике – плюсы и минусы», «Атомная стратегия”, 04.2011 http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=2961

Багдасаров Ю.Е., Пинхасик М.С., Кузнецов И.А., Козлов Ф.А. “Технические проблемы реакторов на быстрых нейтронах”, М.: Атомиздат, 1969.

Соколов Е.Я, Зингер Н.М. “Струйные аппараты”, Москва, Энергоатомиздат, 1989

АЭС С НЕПОСРЕДСТВЕННЫМ ОТВОДОМ ТЕПЛА КОНЕЧНОМУ ПОГЛОТИТЕЛЮ

Рончинский А.Б.
Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ростовская атомная станция»

Введение

В тепловой и атомной энергетике тепло от конденсаторов турбин традиционно отводится водой.

Вода доступный, не дорогой и эффективный теплоноситель, но для передачи тепла от воды конечному поглотителю – атмосфере Земли приходится сооружать либо пруд-охладитель (для 1, 2 блоков Ростовской АЭС длина плотины 10 км, площадь пруда 18 км^2), бороться с зарастанием и дрейсеной в пруду и в теплообменниках, устанавливать БОУ для защиты конденсата от протечек, либо градирни (для каждого из 3, 4 блоков Ростовской АЭС, масса металла оборудования и трубопроводов насосной циркуляционной воды 5200 тонны, потребляемая мощность насосов 26,3 МВт).

Следует обеспечить подпитку градирен 7000 м^3/час, обработку добавочной воды и сбросы продувки.

Сухие градирни (градирни Геллера), снимают проблемы с подпиткой – продувкой, обеспечением ВХР, но остаются необходимыми сооружение насосной и трубопроводов между градирней и конденсатором.

При использовании сухой градирни с поверхностным конденсатором турбины велики потери температурного напора, при использовании смешивающего конденсаторе турбины придется разработать уникальные циркуляционные насосы, обладающие всасывающей способностью конденсатных насосов, для перекачки 150 000 м^3/час.

Система охлаждения ответственных потребителей с брызгальными бассейнами (для каждого из 3,4 блоков Ростовской АЭС масса оборудования и трубопроводов 1400 тонн, выполняемых в соответствии с «Правилами АЭС...») для поддержания ВХР подпитывается химобессоленной водой в количестве 200 000 м^3/год на блок (по опыту эксплуатации 1 блока Ростовской АЭС).

Несмотря на использование катодной защиты сложно гарантировать для трубопроводов циркуляционной воды и трубопроводов охлаждения ответственных потребителей, проложенных под землей, планируемые сроки эксплуатации 60 лет, которые принимаются для современных блоков.

В докладе рассмотрен вариант АЭС ориентированный, для снижения капитальных и эксплуатационных затрат, на максимальное использование воздуха, как непосредственного охладителя оборудования и систем, в том числе аварийных, с преимущественным использованием естественной циркуляции.

Воздушный конденсатор

Расчет воздушного конденсатора проведен для данных по турбине К-1070 с двумя ЦНД, которая должна была устанавливаться на 4 блоке Ростовской АЭС, с давлением пара в конденсаторе $p = 0{,}06$ кг/см^2, температурой пара $t_п = 36{,}2^0$С.

По проекту турбины теплота отдаваемая паром в конденсаторе $Q_к = 2064$ МВт.

В качестве теплообменной поверхности принят коридорный пучок из труб $D_н = 70$ мм, $S_1 = 175$ мм, $S_2 = 200$ мм.

Расчет теплопередачи и аэродинамического сопротивления коридорных пучков проводился по «Теплотехническому справочнику» МЭИ том 1 1957г., формулы (7-105), (7-105) номограммы (10-27), (10-87) расчет самотяги (10-170).

Методом последовательных приближений была оптимизирована скорость воздуха в пучке $V = 7$ м/сек, которая при коэффициенте теплоотдачи $\alpha = 51$ Вт/м^2°С, проходном сечении для воздуха $S = 12600$ м^2, обеспечивает необходимый для отвода тепла расход воздуха самотягой при высоте тягового участка градирни равной 150 метров.

Определена поверхность конденсатора $F_к = 1\,331\,000$ м^2

Применена турбина с боковым отводом пара (аналогична использованной на 1, 2 блоках Калининской АЭС) размещенная на отметке 15 – 18 м, выходные па-

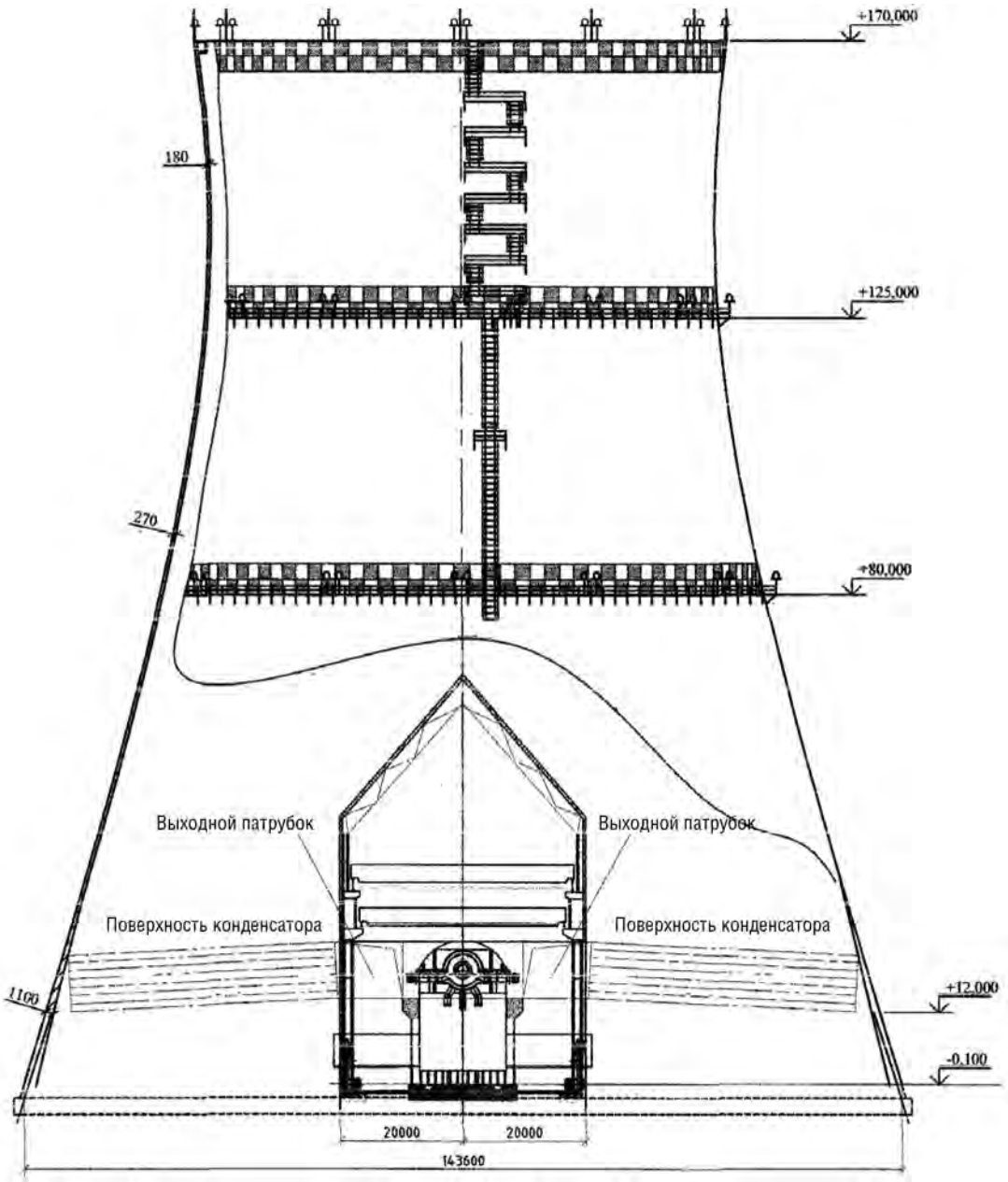


Рис. 1. Машзал и воздушный конденсатор встроены в градирню с прямоугольным основанием.

трубки присоединяется к конденсаторным трубам, что обеспечит высоту входного окна для воздуха в градирне 10 – 12 м.

Масса поверхности конденсатора, оцененная для нержавеющей трубки ø70 х 0,4 мм, составляет 4 200 тонн.

Для унификации модулей конденсатора принимаем форму основания градирни прямоугольной, с сохранением определяющих размеров, с переходом вытяжной башни выше размещения конденсатора в круглое сечение.

Длина машзала 150 м, до выхода торцов здания за образующие градирни, при отсутствии цирквводоводов принята ширина машзала B = 40 м.

Место для размещения конденсатора между стенами машзала и градирни L = (133,5 – 40)/2 = 46,75 м

Высоту выходных патрубков и модулей конденсатора принята близкой к высоте ЦНД H = 9,2 м

Для размещения поверхностей машзала с воздушным конденсатором за базу принята градирня для энергоблоков №3 и №4 Ростовской АЭС:

- высота вытяжной башни – 170 м;
- высота воздуховходных окон – 12 м;
- основание градирни – 143,6 м.

Охлаждение реакторного отделения воздухом

При эксплуатации реакторного отделения в нормальных и аварийных режимах, как определяющее оборудование, рассматриваются воздушный конденсатор, присоединенный к каждому парогенератору и воздушный теплообменник, присоединенный к стальной защитной герметичной оболочке.

Воздушный конденсатор парогенератора стал почти типовым решением в новых проектах АЭС, поэтому детально не рассматривается.

При определении дополнительной теплообменной поверхности защитной оболочки - воздушного теплообменника, размеры защитной металлической оболочки оценивается близко к оболочке ВВЭР-1000:

- D = 45 м;
- высота цилиндрической части – 45м;
- $P_р$ = 5 ата.

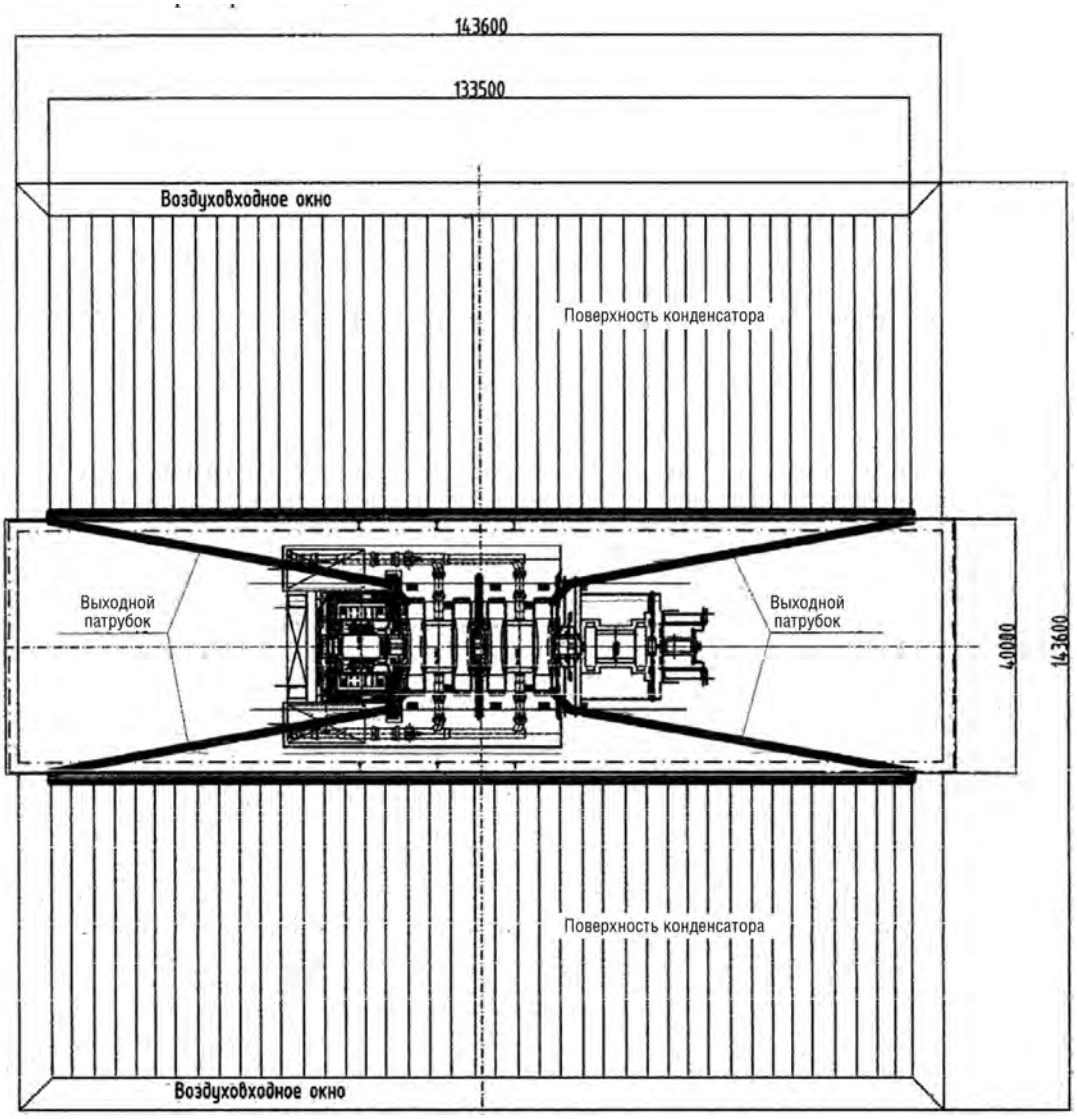


Рис. 2. Размещение машзала и воздушного конденсатора в основании градирни.

При определении поверхности воздушного теплообменника теплообмен в купольной части металлической оболочки в запас расчета не учитываем.

Оцениваем (по нормативному методу теплового расчета котельных агрегатов) коэффициент теплоотдачи для косого омывания воздухом коридорных гладкотрубных пучков труб воздушного теплообменника d = 108 мм α = 42 Вт/м^2 ^{0}С.

Поверхность воздушного теплообменника $F_{доп}$ = 16 700 м^2, масса 505 тонн.

Количество труб d = 108 мм на 1 п.м. окружности оболочки 8 штук.

В режиме нормальной эксплуатации и в аварийном режиме величина отводимого тепла от стальной герметичной оболочки определяется степенью открытия заслонки регулирующей расход воздуха через воздушный теплообменник.

Для организации при аварии, замкнутого цикла использования воздушного теплообменника, присоединенного к стальной герметичной оболочке, корпус реактора размещен в нижней части оболочки, куда организован сток протечек и конденсата из парогазовой смеси охлаждаемой в теплообменнике.

Уклон пола выполнен так, чтобы при течи первого контура и опорожнении гидроемкостей и компенсато-

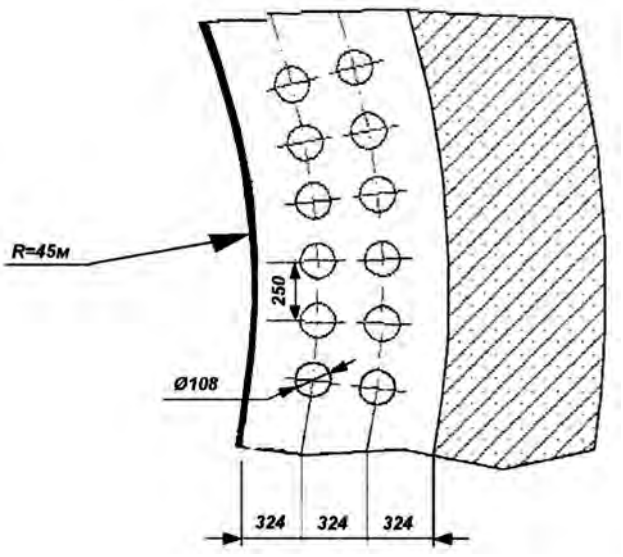


Рис. 3. Размещение труб воздушного теплообменника, присоединённых к герметичному объёму, между стальной и защитной оболочками.

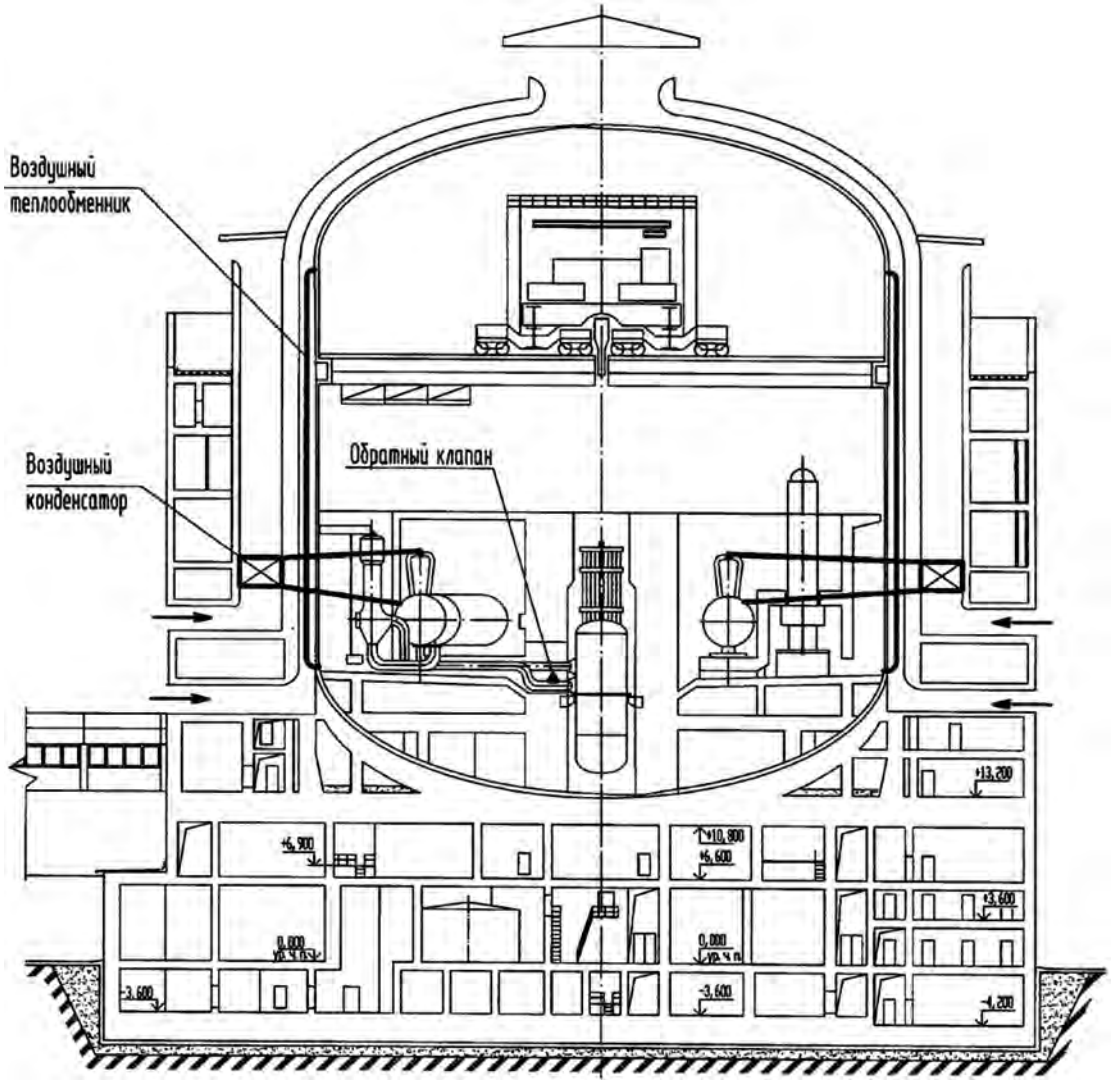


Рис. 4. Стальная оболочка с дополнительным воздушным теплообменником, конденсат стекает на пол и через обратный клапан в активную зону.

ра объема у реактора появился уровень теплоносителя около двух метров над трубопроводом Ду 850 от ГЦН.

Компенсатор объема поднят выше, для исключения гидрозатвора в трубопроводе связи с реактором.

Для возврата протечек и конденсата в активную зону в каждый трубопровод Ду 850 от ГЦН около реактора врезан обратный электромагнитный клапан.

При некомпенсируемой течи, падении давления и уровня в компенсаторе объема обратный клапан под собственным весом (или дополнительным воздействии электромагнита) открывается и теплоноситель с пола поступает в активную зону, открыт предохранительный клапан компенсатора объема для выхода в герметичную оболочку пара образующегося в активной зоне.

Концентрация борной кислоты в гидроемкостях выбирается с учетом разбавления теплоносителем.

В таком состоянии реактор может находиться длительное время без дополнительного взаимодействия с внешними системами.

Внутренний диаметр обратного электромагнитного клапана из условия, что весь расход конденсата с пола реакторного отделения проходит через один клапан, рассчитан D = 0,091 м.

Выводы

Реакторная установка типа ВВЭР-1000 при такой компоновке обладает признаками внутренней самозащищенности и использует в основном пассивные системы для преодоления проектных аварий для ВВЭР, с учетом критерия единичного отказа принятого МАГАТЭ и отводит остаточное тепловыделение топлива неограниченное время практически без вмешательства эксплуатационного персонала.

Активных аварийных систем первого контура и охлаждающих систем с технической водой не требуется.

АВТОНОМНАЯ СПОТ ПЕРВОГО КОНТУРА РУ С ВВЭР-1000

Свириденко И.И., Шевелев Д.В., Власенко Н.И.
ОП НТЦ НАЭК «Энергоатом», г. Севастополь, г. Киев

Введение

Одной из наиболее опасных запроектных аварий (ЗПА) АЭС, приводящей к повреждению активной зоны реактора, является длительное обесточивание станции с потерей аварийных источников электроснабжения. Потеря всех аварийных источников электроэнергии на АЭС «Фукусима-1» в марте 2011 г. привела к нарушению отвода остаточных тепловыделений в активных зонах реакторов, а также отработавшего ядерного топлива в прореакторных бассейнах выдержки. Перегрев, испарение и связанная с этим потеря теплоносителя стали причиной перегрева и повреждения ядерного топлива с последующим его плавлением и разрушением корпусов реакторов и защитных оболочек. В результате произошел выброс значительного количества радиоактивных веществ в окружающую среду, что было квалифицировано как событие 7-го (максимального) уровня опасности по шкале INES.

Для АЭС с ВВЭР-1000 опасность такой аварии заключается в невозможности подпитки ПГ и потере теплоотвода от первого контура ко второму. В результате роста давления, начнется некомпенсируемая потеря теплоносителя (ТН) 1-го контура через импульсно-предохранительное устройство (ИПУ) компенсатора давления (КД), приводящая в конечном итоге к оголению активной зоны с последующим плавлением топлива при высоких параметрах в 1-ом контуре.

С целью обеспечения надежного теплоотвода от активной зоны и 1-го контура в условиях аварии с полным длительным обесточиванием разработана автономная СПОТ на основе теплообменного оборудования с низкотемпературными двухфазными термосифонами (ДТС) [1]. Главной отличительной особенностью рассматриваемой СПОТ является отвод теплоты от 1-го контура.

Схема, принцип работы и компоновка термосифонной СПОТ 1-го контура

Схема автономной термосифонной СПОТ изображена на рис. 1. В её состав входят четыре петли расхолаживания реактора и две петли системы пассивного расхолаживания (СПР) компенсатора давления (КД).

Теплоотвод от 1-го контура осуществляется замкнутым промконтуром через теплообменники аварийного расхолаживания (ТОАР) с ДТС и теплообменники-конденсаторы (ТК) с теплосбросом в баки аварийного отвода теплоты (БАОТ), расположенные за пределами контейнмента и защитной оболочки (ЗО) (рис. 1). Являясь автономными замкнутыми устройствами теплоотвода, ДТС за счет переноса скрытой теплоты парообразования промежуточного теплоносителя (воды), обеспечивают эффективное расхолаживание 1-го контура, а также надежное разделение сред 1-го контура и промконтура, выводимого за пределы гермообъема (ГО).

Промконтур СПОТ – замкнутый, двухфазный, работает по принципу кольцевого ДТС с испарением промежуточного теплоносителя (воды) на наружной поверхности конденсаторов термосифонной сборки ТОАР и конденсацией в ТК, расположенном в БАОТ с водой (конечный поглотитель).

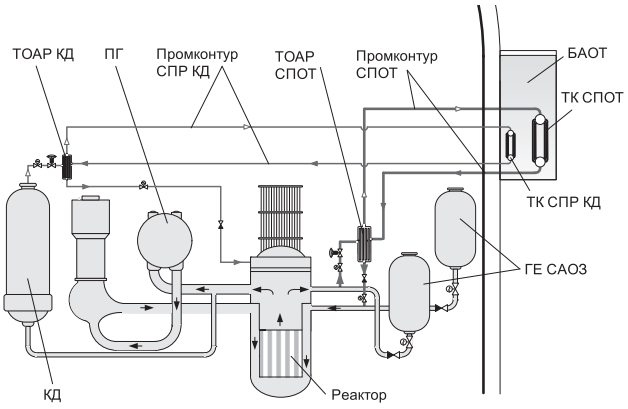


Рис. 1. Схема автономной СПОТ РУ и СПР КД с теплообменным оборудованием на основе ДТС



Рис. 2. ТОАР с ДТС

СПР КД осуществляет расхолаживание компенсатора отводом теплоты конденсации испаряющегося в КД теплоносителя 1-го контура со снижением его параметров. ТОАР КД функционируют параллельно с ТОАР РУ. Пар 1-го контура, отводимый из объема паровой подушки КД, конденсируется в ТОАР КД, конденсат возвращается в реактор. Теплота конденсации отводится двухфазным замкнутым промконтуром СПР КД через ТК СПР КД в БАОТ аналогично ТК СПОТ.

Теплообменная поверхность ТОАР (рис. 2) формируется сборкой из 1519 ординарных цилиндрических ДТС наружным диаметром $(25\times2{,}5)\cdot10^{-3}$ м, длиной испарителя – 1,5 м, конденсатора – 1,0 м, поверхностью теплообмена со стороны 1-го контура – 179,7 м^2, со стороны промконтура – 120 м^2, соответственно. Относительный шаг сборки ДТС в треугольной трубной решетке – 0,0335 м. Несущим элементом сборки ДТС является центральная трубная решетка, которая для повышения надежности ТОАР и недопущения межконтурной течи (проникновения 1-го контура в промконтур) выполнена двойной.

Компоновка предлагаемой СПОТ изображена на рис. 3. Петли расхолаживания 1-го контура с ТОАРами размещаются в боксах ПГ. Такое решение обеспечивает расположение ТОАРа, а именно, участка теплообменника с подводом теплоты со стороны 1-го контура, на уровне верхних трубопроводов САОЗ Ду 300, исключая появление нежелательных П-образных вертикальных «карманов», в которых возможно накопление некон-

денсирующихся газов. Петли расхолаживания формируются трубопроводами Ду200, врезанными в горизонтальные участки верхних и нижних трубопроводов САОЗ Ду300, подходящих к реактору. Горизонтальные участки подводящих к ТОАРам конденсатных и отводящих паровых трубопроводов промконтура СПОТ прокладываются в помещениях боксов ПГ с выводом наверх в центральный зал непосредственно у стены гермооболочки РО. Такая компоновка не приводит к дополнительной загроможденности объема центрального зала элементами и трубопроводами СПОТ, не нарушает проектного расположения основного оборудования РУ и сформировавшийся регламент проведения работ по перегрузке топлива, а также отработанного плана раскладки оборудования и технологической оснастки во время ремонта в центральном зале. Размещение вертикальных участков трубопроводов промконтура вдоль стены гермооболочки не создает помех для работы полярного крана. ТОАРы СПОТ располагаются в районе горизонтальных участков петель расхолаживания, ориентация ТОАР – вертикальная.

Промконтур СПОТ формируется из трубопроводов: парового Ду300 и конденсатного Ду80, соединяющих ТОАР и ТК. Трубопроводы промконтура пересекают гермооболочку РО через горизонтальные гермопроходки (ГП) и заводятся в БАОТ, где размещен ТК. ТК состоит из горизонтальных верхнего парового и нижнего конденсатного коллекторов Ду400, длиной по 5 м. Поверхность теплообмена ТК составляет 170 м^2. Ее формируют 1200 вертикальных труб размером $(18\times1,5)\cdot10^{-3}$ м и высотой 2,5 м. ТК расположен в нижней части БАОТ в специальной вертикальной выгородке, обеспечивающей при работе СПОТ формирование организованной естественной конвекции воды БАОТ вдоль теплообменных труб ТК.

Компоновка элементов СПР КД представлена на рис. 3, а. Петля расхолаживания КД формируются горизонтальными трубопроводами Ду32: паровым, соединяющим КД с ТОАР КД, и конденсатным, отводящим конденсат из ТОАР КД в реактор под верхний блок. На выходе из КД установлен ГЗК, на выходе из ТОАР КД – невозвратный клапан, предотвращающий впрыск более холодного теплоносителя из реактора в КД через ТОАР КД при ложном (ошибочном) открытии пневмоарматуры при работающих ГЦН. В период ППР ТОАРы от КД отсекаются запорной электроприводной арматурой.

Соединительные трубопроводы СПР КД к паровому объёму КД и ВБ реактора приняты Ду32, высота расположения входного (верхнего) патрубка ТОАР КД относительно верха КД составляет 5 м. Места подключений и диаметры соединительных трубопроводов выбираются, исходя из возможности врезки в существующие трубопроводы аварийного газоудаления из КД и из-под верхнего блока реактора. Теплообменная поверхность одного ТОАР КД формируется сборкой из 31 ординарного цилиндрического ДТС размером $(25\times2,5)\cdot10$-3 м, длиной испарителя и конденсатора – по 0,5 м, соответственно. Промконтур СПР КД включает горизонтальные трубопроводы: паровой Ду80 и конденсатный Ду32, соединяющие ТОАРы КД и ТК СПР КД. Трубопроводы промконтура СПР КД пересекают гермооболочку через горизонтальные гермопроходки. ТК СПР КД расположен в нижней части БАОТ.

Особенности и преимущества термосифонной СПОТ 1-го контура

Применение ДТС как промежуточных автономных участков теплопереноса от РУ к конечному поглотителю позволяет создать систему дополнительных барьеров между 1-ым контуром и охлаждающей средой. Причем, такая мультибарьерная схема тепловой защиты, помимо эффективного теплоотвода, обеспечит надежную защиту персонала и окружающей среды от ионизирующих излучений и возможных выбросов радиоактивных загрязнений. СПОТ с ДТС формируются в виде автономных петель с естественной циркуляцией (ЕЦ) всех сред, участвующих в процессе теплоотвода, и выполняются многоконтурными, что позволяет снизить вероятность выхода продуктов деления за пределы барьеров безопасности. Первым промежуточным контуром является сборка ординарных ДТС, вторым – кольцевой ДТС с разделением потоков пара и конденсата. Таким образом, мультибарьерность тепловой защиты обеспечивается наличием двух последовательно расположенных промежуточных контуров теплопереноса между 1-ым контуром и конечным поглотителем (рис. 3, а).

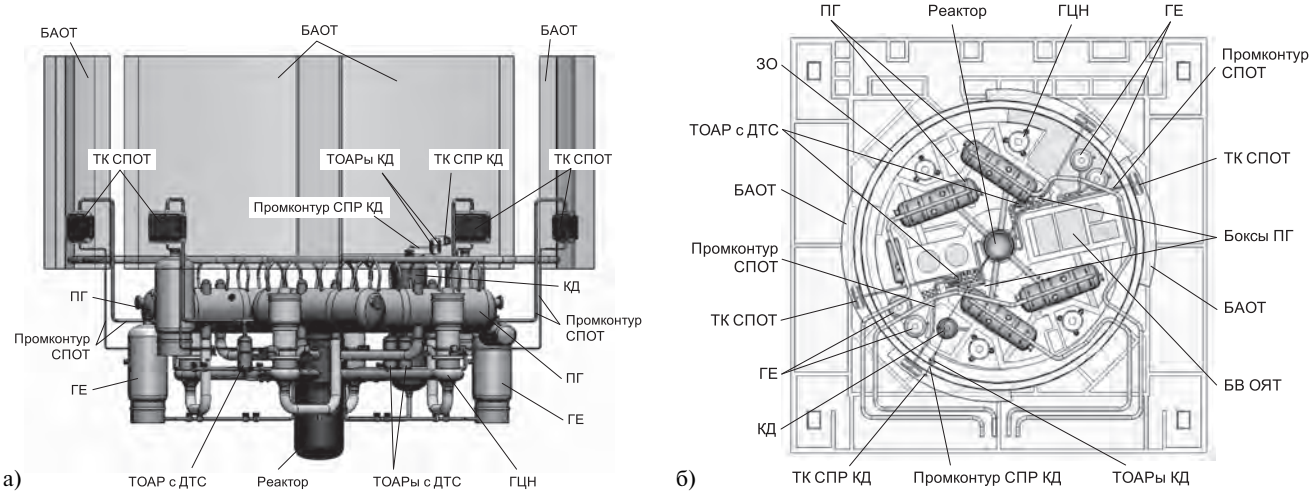


Рис. 3. Компоновка автономной СПОТ в составе РУ АЭС с ВВЭР-1000: а) – вид сбоку (гермооболочка условно не показана); б) – вид сверху

На рис. 4 изображена конструктивная схема мультибарьерной защиты при аварийном теплоотводе РУ АЭС с ВВЭР с помощью автономной СПОТ с ДТС. Первым защитным барьером служат границы контура циркуляции теплоносителя РУ. Вторым – промежуточный контур (первый независимый барьер) на основе сборки ординарных ДТС и оформленный конструктивно в виде промежуточного ТОАР. Термосифонный ТОАР расположен под гермооболочкой, то есть внутри четвертого барьера безопасности, и при аварийной разгерметизации его корпуса со стороны 1-го контура радиоактивный теплоноситель будет оставаться в гермообъеме. Третьим барьером служит второй промежуточный контур (второй независимый барьер), выполненный в виде кольцевого ДТС и обеспечивающий вывод теплоты за пределы контейнмента и ЗО с теплосбросом в ТК, расположенном в БАОТ.

На рис. 5 представлена конфигурация границ третьего (основного) барьера безопасности РУ с термосифонной СПОТ. В условиях плотного 1-го контура граница третьего барьера формируется корпусом реактора, ГЦТ, теплообменной поверхностью ПГ, ГЦН (условно не показаны) и стенками ДТС ТОАР со стороны 1-го контура (рис. 5, а). При образовании течи со стороны 1-го контура в полость ординарного ДТС (наиболее вероятное событие) функции третьего барьера безопасности переносятся на стенки ДТС со стороны промконтура в пределах ТОАР (рис. 5, б).

При одновременной течи ординарного ДТС со стороны подвода и отвода теплоты (маловероятное событие) границей третьего барьера безопасности становятся трубопроводы промконтура (рис. 5, в). При течи 1-го контура в гермообъем третий барьер безопасности теряется, и распространение радиоактивных загрязнений ограничивается четвертым (внешним) барьером: гермооболочкой. Течь из гермообъема в промконтур в начальный период аварии маловероятна, так как давление в промконтуре намного больше, чем под гермооболочкой. Тем не менее, если такая течь произойдет, радиоактивная атмосфера из гермообъема проникнет в промконтур только после выравнивания в них давлений. В этом случае трубопроводы промконтура берут на себя функции четвертого барьера (рис. 5, г). Таким образом, в условиях всех возможных вариантов течи 1-го контура конфигурация границ барьеров безопасности РУ с термосифонной СПОТ имеет преимущества перед классической схемой защитных барьеров РУ с ВВЭР и PWR.

Рассматриваемая СПОТ 1-го контура имеет преимущество и в сравнении с СПОТ 2-го контура. Для функционирования СПОТ 1-го контура достаточно сохранение лишь одной функции безопасности (ФБ): отвода теплоты по 1-му контуру, что обеспечивается запасом теплоносителя в реакторе, достаточного для теплоотвода от топлива и теплопереноса от 1-го контура к промконтуру СПОТ с наличием устойчивой циркуляции теплоносителя 1-го контура в петле СПОТ. Наличие ЕЦ 1-го контура в петлях ГЦК при этом несущественно.

Для надежного функционирования СПОТ 2-го контура, предусмотренной в проектах РУ В-392 и АЭС-2006, необходимо сохранение четырех ФБ: 1) отвода теплоты по 1-му контуру (теплоотвода от топлива в активной зоне); 2) поддержания запаса теплоносителя 1-го контура (переноса теплоты в пределах 1-го контура от реактора к парогенератору (ПГ), что подразумевает

а)



б)

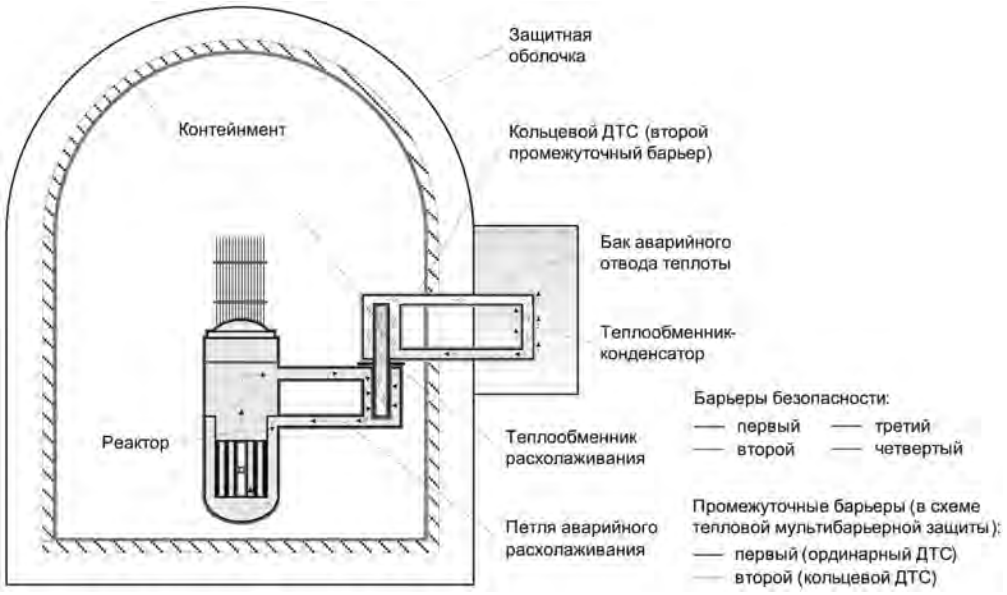


Рис. 4. Реализация принципа мультибарьерной защиты ЯЭУ: (а) – графическая схема; (б) – конструктивная схема автономной термосифонной СПОТ

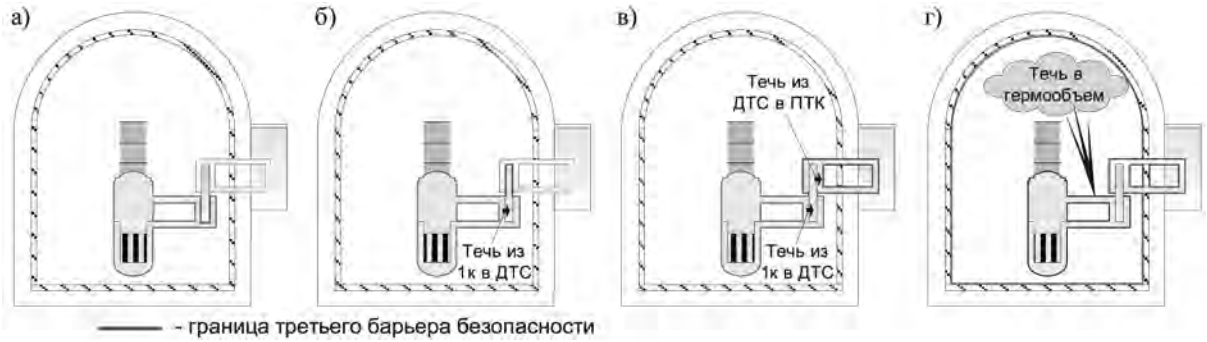


Рис. 5. Изменение конфигурации границ третьего барьера безопасности РУ АЭС с ВВЭР при аварии с течью

отсутствие запаривания главных циркуляционных трубопроводов и образование гидрозатворов); 3) отвода теплоты по 2-му контуру (передачи теплоты в ПГ от 1-го контура к СПОТ, что требует наличия достаточного запаса котловой воды в ПГ); 4) управления давлением 2-го контура (для ввода в работу СПОТ). Причем, безопасный отвод остаточных тепловыделений с помощью СПОТ 2-го контура обеспечивается только совместным выполнением всех четырех ФБ.

Характеристики термосифонной СПОТ 1-го контура

Расчетное моделирование аварийного отвода остаточных тепловыделений РУ с ВВЭР-1000 автономной термосифонной СПОТ 1-го контура проведено с использованием теплогидравлического кода RELAP5/MOD3.2.

При длительном обесточивании в условиях плотного 1-го контура эффективность и безопасность теплоотвода термосифонной СПОТ обеспечивается в течение не менее 72 часов, о чем свидетельствуют расчетные характеристики тепловыделений в активной зоне и теплоотвода СПОТ (рис. 6), а также полученный при этом характер снижения температуры оболочек ТВЭЛ и теплоносителя 1-го контура (рис. 7).

Основным фактором, подтверждающим надежность расхолаживания, является обеспечение устойчивости ЕЦ в активной зоне на всем этапе переходного процесса. Полученный характер изменения расхода ЕЦ после подключения СПОТ к РУ в самой теплонапряженной (центральной) ТВС, а также в «средних» по теплонапряженности (периферийных) сборках (рис. 8) позволяет сформулировать вывод о надежности отвода остаточной теплоты представленной автономной термосифонной СПОТ без превышения регламентированной скорости расхолаживания.

Реализация режима пассивного расхолаживания КД необходима в аварийных условиях с полным длительным обесточиванием, прежде всего, при плотном 1-ом контуре или наличии малой течи теплоносителя из петли ГЦТ, с целью ускоренного снижения давления в 1-ом контуре до величины, обеспечивающей ввод бора от ГЕ САОЗ. Результаты расчета, проведенного в течение 42000 секунд переходного процесса для случая с плотным контуром, показали, что СПР КД обеспечивает своевременный слив раствора борной кислоты из ГЕ и достаточный запас подкритичности в течение всего аварийного процесса при одновременном сохранении недогрева до кипения теплоносителя в реакторе и активной зоне. Несмотря на относительно небольшую долю теплоты, от-

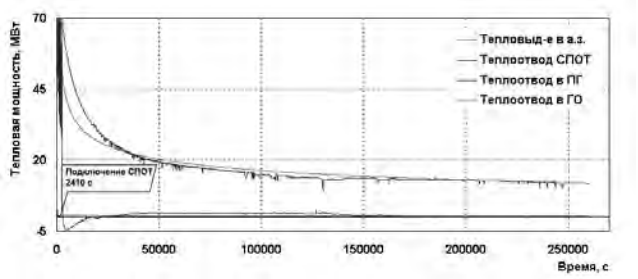


Рис. 6. Эффективность теплоотвода термосифонной СПОТ 1-го контура

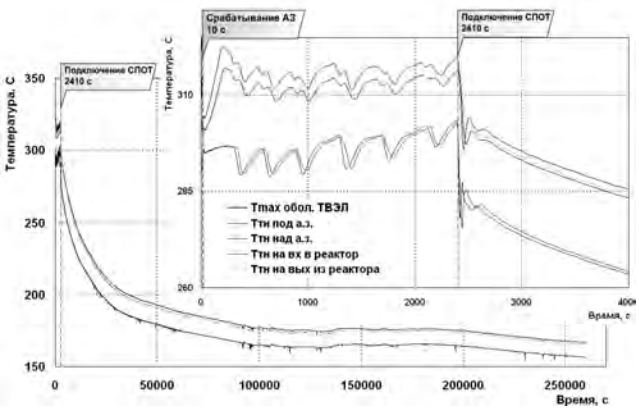


Рис. 7. Характер снижения температуры оболочек ТВЭЛ и теплоносителя 1-го контура

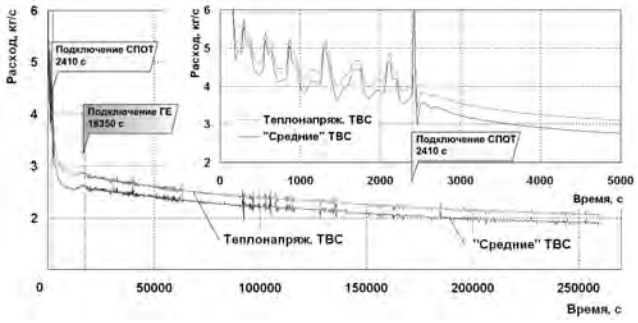


Рис. 8. Расход теплоносителя 1-го контура в активной зоне

водимую СПР КД от 1-го контура, составляющую всего от 5 до 15 % (рис. 9), СПР КД полностью выполняет возложенную на нее функцию: обеспечивает более эффективное снижение давления в 1-м контуре до уровня срабатывания ГЕ САОЗ (6,0 ± 1,0 МПа).

На рис. 10 приведены сравнительные характеристики темпов снижения давления в 1-ом контуре при работе СПОТ и при совместной работе СПОТ с СПР КД. Причем, на всем этапе переходного процесса до подключения пассивной части САОЗ в активной зоне остается достаточно высокий запас до кипения: 15...50 градусов (рис. 11).

Эффективное снижение давления с помощью расхолаживания КД обеспечивает более раннее подключение ГЕ к 1-му контуру (рис. 12). По сравнению с расхолаживанием РУ только через СПОТ (время подключения ГЕ составляет 18350 с), при совместной работе СПОТ и СПР КД подключение ГЕ происходит на 6250 секунд раньше. Благодаря этому раннее подключение ГЕ САОЗ обеспечивает более быстрое восстановление уровня в КД (рис. 13).

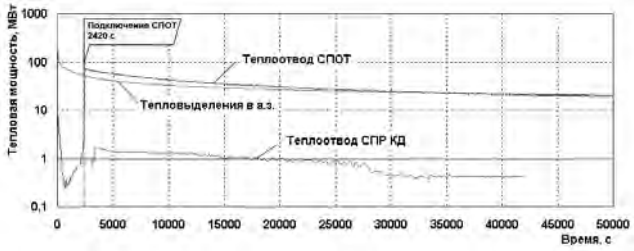


Рис. 9. Баланс тепловыделений РУ, теплоотвода СПОТ и СПР КД

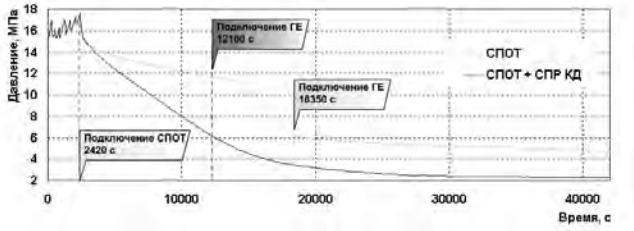


Рис. 10. Характер снижения давления 1-го контура

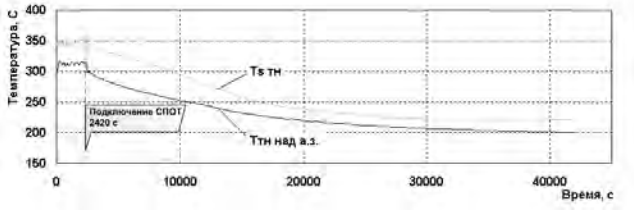


Рис. 11. Запас до кипения в активной зоне

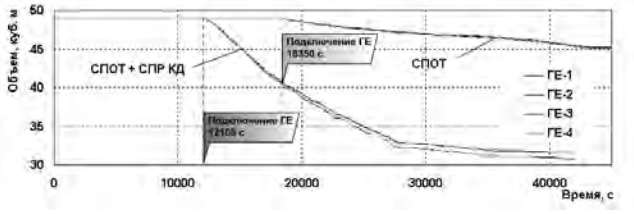


Рис. 12. Сравнение подключения ГЕ для вариантов расхолаживания РУ: СПОТ и СПОТ+СПР КД

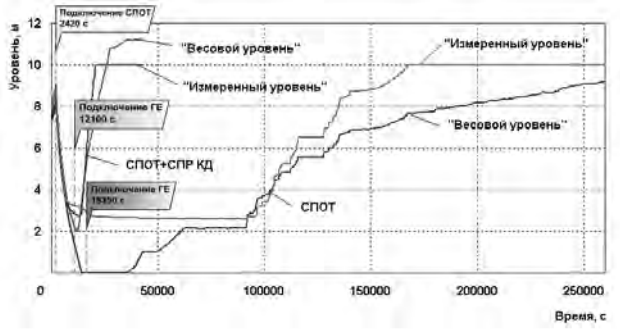


Рис. 13. Сравнение режимов восстановления уровня в КД после срабатывания ГЕ

На рис. 14 представлен характер изменения реактивности после срабатывания СПОТ и подключения ГЕ. Экстраполируя восходящий участок кривой роста реактивности (ее продолжение на рис. 14 отмечено пунктирной линией), получим пересечение с линией критического реактора, примерно, в районе 17500 секунды. Это практически соответствует режиму расхолаживания через СПОТ без СПР КД, когда моделировался отказ пассивной системы ввода поглотителя, и РУ приобретала положительную реактивность на 16850 секунде [2].

Рассмотренный в расчётах режим расхолаживания с плотным 1-ым контуром является наихудшим с точки зрения обеспечения подкритичности. Это связано с тем, что максимальный объём борного концентрата, поданного из ГЕ в 1-й контур, ограничен сравнительно небольшим паровым объёмом КД. Тем не менее, реактор в процессе расхолаживания все время остаётся в подкритическом состоянии (рис. 14).

Наличие СПР КД в составе СПОТ РУ способствует гораздо раннему формированию условий для подключения ГЕ САОЗ и более интенсивному росту концентрации жидкого поглотителя в 1-ом контуре (рис. 15), обеспечивающего безопасное расхолаживание активной зоны.

Особый интерес представляет функционирование автономной термосифонной СПОТ совместно с СПР КД

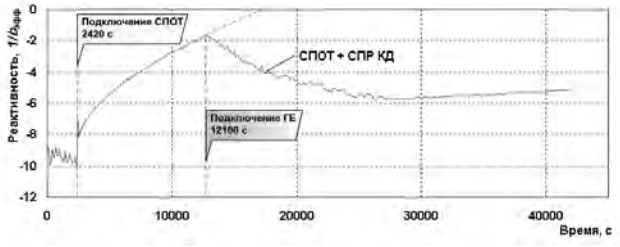


Рис. 14. Характер изменение реактивности после подключения СПОТ и СПР КД

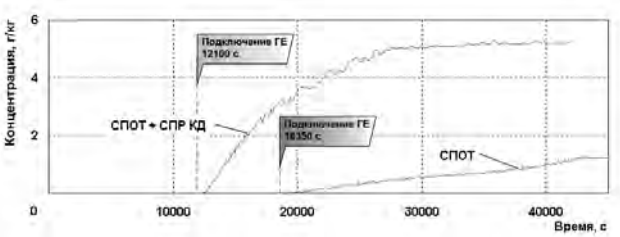


Рис. 15. Характер изменения концентрации раствора H_3BO_3 в 1-ом контуре при работе СПОТ и СПОТ+СПР КД

в условиях малых (наиболее вероятных) некомпенсируемых течей 1-го контура. В [3, 4] представлены расчетные характеристики СПОТ в условиях течи Ду20 из «холодного» патрубка ГЦТ и Ду32 из паровой части КД, соответственно.

Выводы

1. Преимущества теплообменного оборудования с ДТС по сравнению с традиционными кожухотрубными теплообменниками дают основание для их использования в ТОАР СПОТ.

2. ДТС, являясь автономными замкнутыми элементами, обеспечивающими эффективный теплоперенос, позволяют формировать систему тепловой мультибарьерной защиты РУ в условиях аварии с обесточиванием.

3. Предложенная схема СПОТ 1-го контура обеспечивает надежное и безопасное расхолаживание РУ АЭС с ВВЭР-1000 в условиях ЗПА с полным длительным обесточиванием.

4. Предложенная схема пассивного расхолаживания КД обеспечивает эффективное снижение давления 1-го контура за счет отвода теплоты конденсации пара из объема паровой подушки КД. Подобный способ формирует условия для опережающего темпа снижения давления теплоносителя по отношению к снижению его температуры с сохранением необходимого запаса до кипения в активной зоне. Этим предотвращается ввод положительной реактивности при отводе остаточных тепловыделений автономной СПОТ и обеспечивается поддержание подкритического состояния активной зоны вплоть до начала срабатывания пассивной части САОЗ.

5. Полученные результаты расчетного моделирования подтверждают возможность реализации предложенного схемного решения по расхолаживанию КД автономной термосифонной СПР и являются основанием к разработке подобных пассивных систем для внедрения на энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000, что позволит исключить необходимость увеличения эффективности СУЗ либо установки дополнительных систем, воздействующих на реактивность (например, пассивной системы быстрого ввода бора).

Список литературы

1. Патент № 81419 Україна, МПК8 G21C15/18. Пасивна система відведення залишкових тепловиділень / Свириденко І.І.; Заявник і патентовласник СевНТУ. – № а 2005 00392; заявл. 17.01.2005; опубл. 10.01.2008, Бюл. № 1.

2. И.И. Свириденко, Д.В. Шевелев. Обеспечение безопасности реакторной установки с автономной СПОТ при отказе системы ввода поглотителя. – Зб. наук. пр. СНУЯЕтаП, 2008. – Вип. 3(27). – С. 31–39.

3. И.И. Свириденко Особенности аварийного процесса при малой некомпенсируемой течи ВВЭР-1000 с использованием автономной СПОТ. Зб. наук. пр. СНУЯЕтаП, 2007. – Вип. 3(23). – С. 100–108.

4. И.И. Свириденко, Д.В. Шевелев. Влияние автономной СПОТ ВВЭР-1000 на переход аварии из запроектной в тяжелую стадию при малой течи из парового объема КД. Зб. наук. пр. СНУЯЕтаП, 2009. – Вип. 3 (31). – С. 49–58.

ОСНОВНЫЕ КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА В ПРОЕКТЕ ВВЭР-ТОИ

Зыков А.С.
ОАО «Атомэнергопроект», г. Москва

Энергоемкость ВВП Российской Федерации в 3-3,5 раза выше, чем в развитых странах мира. Необходим переход устаревших технологий на новые, более эффективные с точки зрения энергопотребления и качества управления системами энергоемкого технологического оборудования. Президентом и Правительством РФ поставлена задача снижения к 2020 году энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации не менее чем на 40 процентов по сравнению с 2007 годом.

Это, в первую очередь, относится к генерирующим компаниям. Расход потребления электроэнергии на собственные нужды энергоблока на различных АЭС Государственной корпорации «Росатом» по расчетным данным находится в пределах от 4,5 до 8,5% от общей генерации. Данные об объемах потребляемой электроэнергии на собственные нужды АЭС требуют уточнения.

На основании различных источников зарубежной информации расход потребления электроэнергии на аналогичных АЭС в странах Западной Европы и Америки находится в пределах от 4,5 до 5,5% от общей генерации. Разница относительно российских АЭС лежит в пределах от 2 до 3%.

Доля атомной генерации составляет около 16% (23,3 ГВт) от общей генерации электроэнергии в Российской Федерации, поэтому эквивалентное увеличение генерации за счет сокращения потребления тепловой и электрической энергии на собственные нужды на 2-3% составляет увеличение общей мощности на 0,7 ГВт, что эквивалентно строительству нового энергоблока.

Начиная с 2006г., ОАО «Концерн Росэнергоатом» разработал несколько энергосберегающих программ по сокращению потребления тепловой и электрической энергии на собственные нужды энергоблоков АЭС до 2015г., целью которых было сокращение потребления тепловой и электрической энергии на собственные нужды с эквивалентным повышением мощности энергоблоков в среднем до 1,0%. Акцент в этих энергосберегающих программах был поставлен, в основном, на анализ технологии и совершенствовании теплотехнического оборудования и различной регулирующей арматуры. И сейчас есть действующая программа энергосбережения и повышения энергоэффективности АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» на 2010-2015г. №АЭСПРГ-12. Определенные результаты есть, но главная цель – эквивалентного увеличения мощности на 1% за счет энергосберегающих мероприятий так и не была достигнута.

Французская компания EDF на своих энергоблоках за счет реализации энергосберегающих мероприятий смогла повысить номинальную мощность энергоблока на 1,5% еще 2006г.

С учетом среднегодового КПД энергоблока 34-37% одна единица сокращения потребления электрической энергии (чистого выпускаемого продукта) на собственные нужды энергоблока эквивалентна трем единицам тепловой энергии, поэтому сокращать потребление энергии на собственные нужды необходимо в первую очередь её электрическую часть.

Свыше 90% потребляемой электроэнергии на собственные нужды энергоблока приходится на электропривод (асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором), который является огромным резервом энергосбережения и может обеспечить за счет внедрения инновационных технологий самый большой экономический эффект.

Основными потребителями электроэнергии на собственные нужды являются:

- реакторное отделение (ГЦНА) – 30%;
- турбинное отделение (ПЭН, КЭН) – 27%;
- блочная насосная станция (ЦН) – 31%;
- прочее – 12%;



Рис. 1.

Потенциал энергосбережения энергоблока АЭС по разным оценкам и расчетам находится на уровне 15-20% от общего расхода электроэнергии на собственные нужды (около 100000 МВт·ч/год). Реализация эффективных энергосберегающих технологий позволит привести к эквивалентному увеличению мощности генерации электроэнергии энергоблока на уровне 1-2% (12,5-25 МВт).

Среди всего многообразия ресурсо- и энергосберегающего оборудования (частотно-регулируемый электропривод - ЧРП, гидромуфты, устройства плавного пуска, энергосберегающие лампы и светильники, компенсаторы реактивной энергии и др.) на настоящий момент времени частотно-регулируемый электропривод занимает лидирующее место.

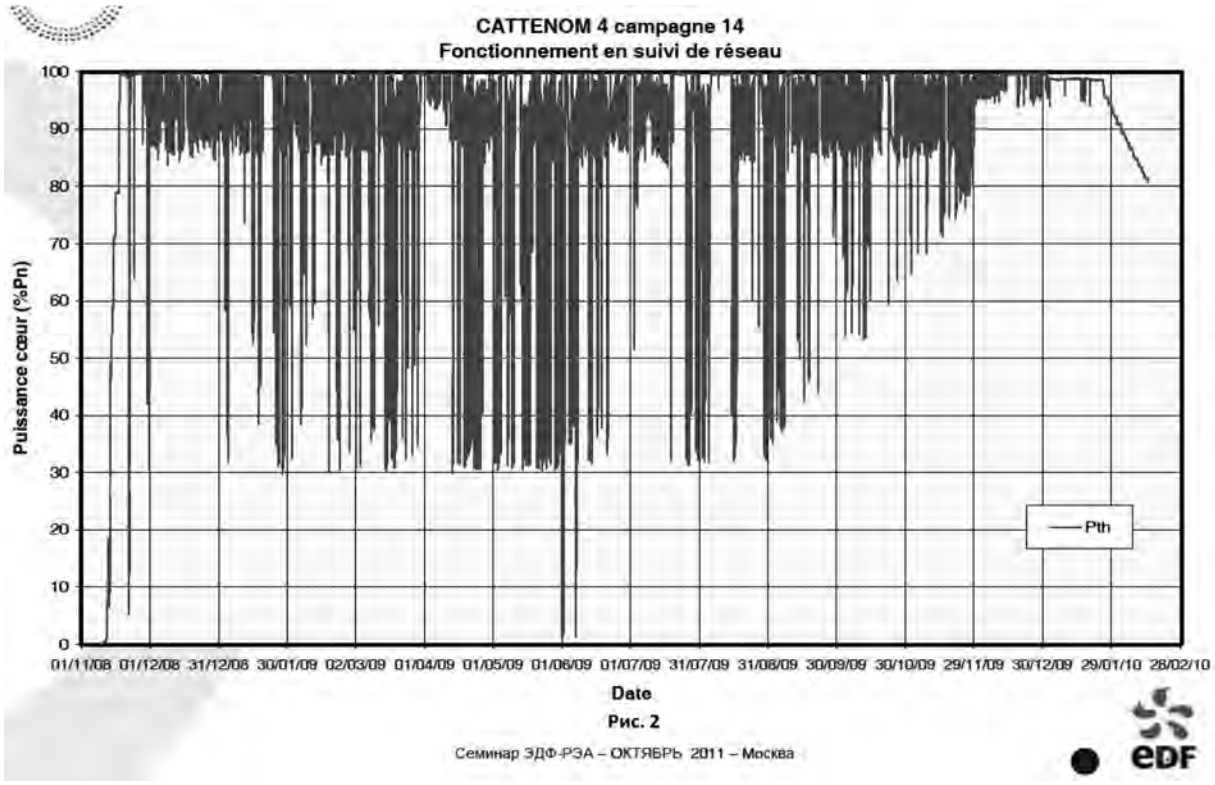
Мировая и отечественная инженерная практика показала, что наибольший экономический эффект при реализации программ энергосбережения дает переоснащение технологического оборудования устройствами с частотно-регулируемым электро-приводом.

Теоретически и практически, снижение скорости вращения ротора электродвигателя насосов и вентиляторов на 10% даёт ***тридцатипроцентную экономию потребляемой электроэнергии.***

Разработка и внедрение частотно-регулируемого электропривода является одним из самых перспективных и экономически оправданных направлений из всех энергосберегающих технологий. Срок окупаемости данного оборудования находится в интервале от одного месяца до семи лет в зависимости от конкретного применения, ценообразования, тарифа и правильности выбранного схемотехнического решения.

ОАО «Атомэнергопроект» (г. Москва) в 2011г. впервые за всю историю проектирования АЭС в Техническом задании нового проекта ВВЭР-ТОИ разработал раздел «Энергосбережение и энергоэффективность» и определил основные концептуальные решения эффективного применения частотно-регулируемого электропривода.

Акцент в разработке технических решений и мероприятий по энергосбережению и повышению энерге-



тической эффективности был поставлен на комплексном внедрении частотно-регулируемого электропривода в энергоемких системах. Это, прежде всего, насосы ГЦНА, ПЭН, КЭН и ЦН ($Р_{ном\ э/д} \approx 7{,}5$МВт каждый).

Основные преимущества частотно-регулируемого электропривода относительно нерегулируемого:

- возможность плавного изменения скорости вращения ротора трехфазного асинхронного электродвигателя практически от нуля до номинального значения и выше при сохранении номинального момента нагрузки на валу;
- плавный пуск и останов электропривода без механических, гидро- и электродинамических ударов в технологическом оборудовании и сетях;
- исключение пусковых токов (не выше 1,5 Iн) в электродвигателях переменного тока;
- поддержание с высокой точностью заданной величины технологического параметра (давление воды, жидкости и газа, температуры, расхода, уровня и т.п.) в автоматическом режиме;
- поддержание с высокой точностью заданной величины скорости или момента на валу электродвигателя во всем диапазоне изменения скорости и нагрузки;
- экономия электроэнергии - теоретически и практически снижение скорости вращения ротора электродвигателя насосов и вентиляторов на 10% даёт тридцатипроцентную экономию потребляемой электроэнергии;
- значительное увеличение (в 1,5...2 раза) срока службы электродвигателей, насосов и технологического оборудования;
- возможность без аппаратной доработки оперативно интегрироваться в любые АСУ ТП - поддержка всех основных сетевых протоколов;
- полная электронная защита и диагностика электродвигателя при внештатных ситуациях;
- возможность программным способом исключить резонансные частоты при изменении скорости вращения ротора электродвигателя;
- системы с частотно-регулируемым электроприводом самоокупаемые.

Частотно-регулируемый электропривод является многофункциональным электротехническим оборудованием и в энергоблоке при комплексном внедрении его можно использовать ***одновременно*** как:

- функция автоматического регулятора технологическими параметрами при базовых и маневренных режимах;
- функция энергосбережения;
- функция увеличения ресурса и надежности работы технологического оборудования;
- функция диагностики, контроля и полной электронной защиты электродвигателя насосного агрегата;
- функция дополнительной автономной системы безопасности при длительном обесточивании энергоблока;
- функция увеличения номинальной мощности генерации при пиках нагрузки.

Тенденция ближайшего десятилетия для российской генерации – невозможность поддержания АЭС в базовом режиме и, как следствие, эксплуатация их в режимах не полной мощности с большим разнообразием переходных и маневренных режимов, что предполагает другой подход к качеству систем регулирования.

Работа энергоблока в таких условиях в сравнении с эксплуатацией в базовом режиме на постоянном (номинальном) уровне мощности создает дополнительные низко-цикловые термические нагрузки на оборудование, а также приведет к увеличению высоко-цикловых нагрузок, обусловленных повышенной вибрацией оборудования в нестационарных режимах эксплуатации, имеет место резонанс акустических колебаний теплоносителя в активной зоне реактора с собственными колебаниями ТВС [1].

В качестве примера изменения нагрузки и следования за ней мощности можно привести работу энергоблока французской компании EDF (Рис. 2), у которой проблемы маневренных режимов, в основном, решены [2].

В связи с активным выходом Государственной корпорации «Росатом» на мировой рынок инжиниринга АЭС, проблема маневренного режима при суточном изменении нагрузки становится одной из важнейших задач, которую необходимо решать в самое ближайшее время.

В Техническом задании нового проекта ВВЭР-ТОИ введены новые требования по реализации маневренного режима (100-50-100)% от $N_{ном}$ при суточном изменении нагрузки. Вопрос комплексного применения частотно-регулируемого электропривода в качестве автоматического регулятора технологических параметров I и II-го контурах энергоблока становится еще более актуальным.

При изменении мощности на АЭС с ВВЭР используются программы регулирования с постоянным, не зависящим от мощности реактора (N_p), расходом теплоносителя первого контура – $G_{Iк}$ = const. Постоянный расход теплоносителя I-го контура, при изменении мощности энергоблока, приводит к существенному перераспределению температур в активной зоне реактора, вызывая дополнительные температурные напряжения в корпусе и других элементах конструкции реактора.

Регулирование расхода теплоносителя I-го контура за счет отключения количества ГЦНА имеет деструктивный характер как с точки зрения управления электродвигателем ГЦН ($I_{пуск}$>8,5·$I_{ном}$, ограничение количества пусков - не более 1500 за весь срок службы), так и с точки зрения циклических изменений в параметрах I-го контура (изменение расхода теплоносителя порционно по 25%).

Частотно-регулируемый электропривод может плавно и синхронно изменять производительность 4-х ГЦН по заданному или изменяемому технологическому параметру или любой другой закономерности.

Реализовать оптимальный маневренный режим работы энергоблока АЭС при суточном изменении нагрузки возможно с применением современных систем частотно-регулируемого электропривода на насосах ГЦНА, ПЭН, КЭН и ЦН (Рис. 3).

Внедрение ЧРП в этих системах открывает новые потенциальные возможности по увеличению уровня надежности, качества, оптимизации и эффективности регулирования мощностью РУ и работы энергоблока в манёвренных, динамических и переходных режимах, а также работы всего технологического оборудования.

Перед включением технических решений по ГЦНА в рабочую документацию необходимо проведение комплекса НИОКР по обоснованию применения частотно-регулируемого электропривода на ГЦНА с проведением комплексных натурных испытаний на стендовом оборудовании по разработанной, согласованной и утвержденной программе.

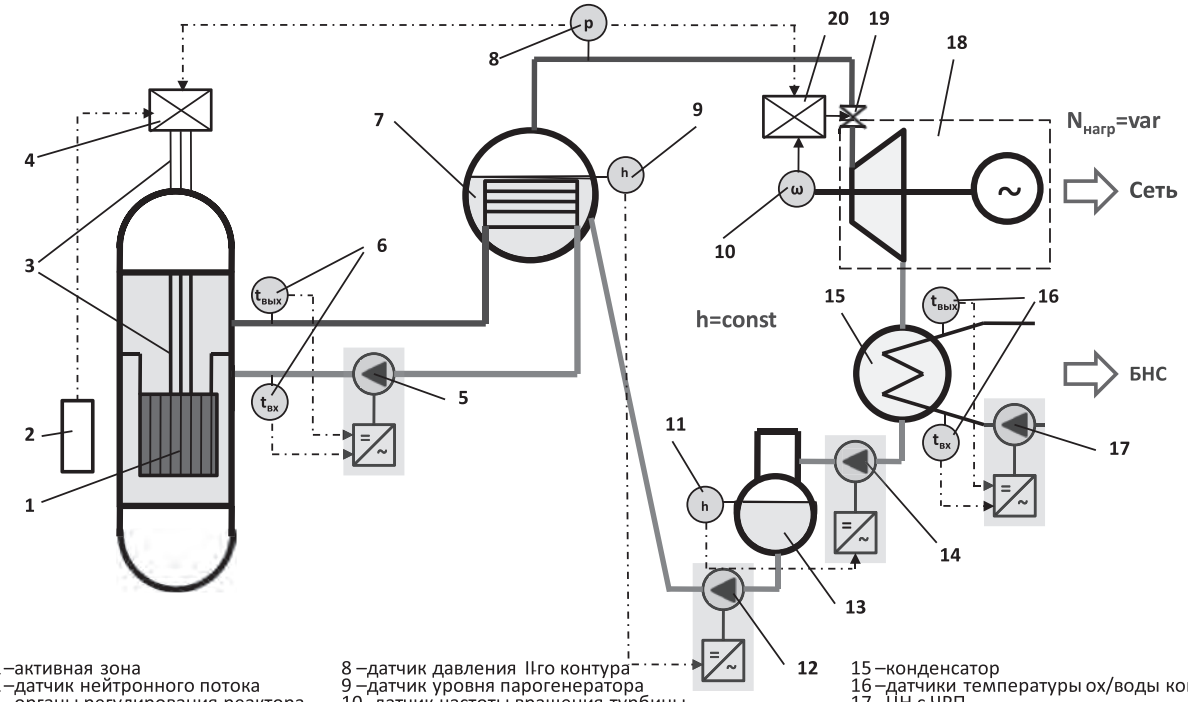
Теоретически и практически снижение скорости вращения ротора электродвигателя насосов и вентиляторов на 10% даёт тридцатипроцентную экономию потребляемой электроэнергии:

$$N_{потр} = N_{ном} \cdot (G_i / G_{ном})^3$$

При работе ГЦНА с ЧРП в маневренном режиме (100-50-100)% от $N_{ном}$ при суточном изменении нагрузки в зависимости участка этого режима максимальная экономия потребляемой электроэнергии может достигать 80% от номинальной мощности (Рис. 4). Срок окупаемости оборудования в зависимости от режима работы энергоблока в среднем может быть равен 2-3 годам эксплуатации.

Работа ГЦНА с ЧРП может быть использована в качестве функции увеличения номинальной мощности генерации при пиках нагрузки (увеличение числа оборотов до 1,3 от номинальной скорости).

Работа ГЦНА с ЧРП может быть использована в качестве функции дополнительной автономной системы безопасности при длительном обесточивании энерго-



1–активная зона
2–датчик нейтронного потока
3–органы регулирования реактора
4–регулятор мощности реактора
5–ГЦНА с ЧРП
6–датчики температуры I-го контура
7–парогенератор
8 –датчик давления II-го контура
9 –датчик уровня парогенератора
10–датчик частоты вращения турбины
11–датчик уровня деаэратора
12–ПЭН с ЧРП
13 –деаэратор
14–КЭН с ЧРП
15 –конденсатор
16 –датчики температуры ох/воды конденсаторов
17 –ЦН с ЧРП
18 –турбогенератор
19 –регулирующие клапаны турбины
20 –регулятор мощности турбины

Рис. 3

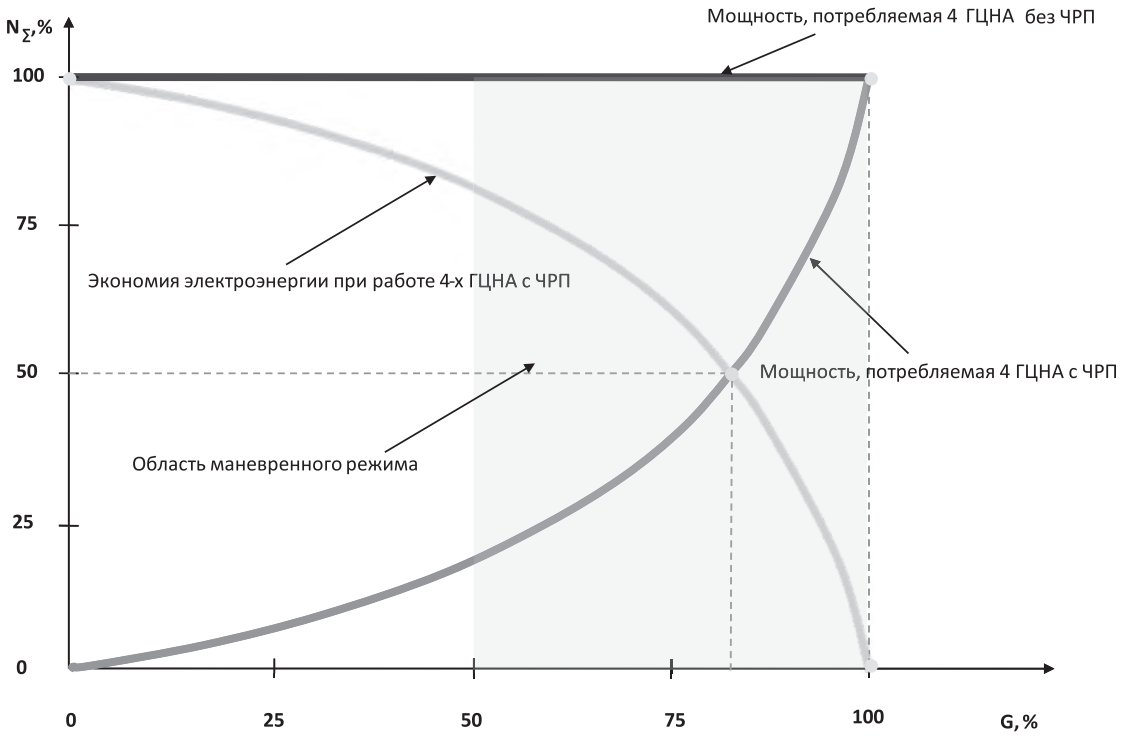


Рис. 4

блока с дополнительным дизель-генератором при минимальном потреблении мощности.

Отсутствие нормативной базы применения частотно-регулируемого электропривода для АЭС на федеральном и отраслевом уровне.

ВЫВОДЫ

1. Частотно-регулируемый электропривод является многофункциональным электротехническим оборудованием, потенциальные возможности которого до конца не изучены в части повышения качества систем автоматического регулирования в I и II-ом контурах энергоблока в маневренных режимах при ежесуточном изменении нагрузки.

2. Перед включением технических решений по ГЦНА в рабочую документацию необходимо проведение комплекса НИОКР по обоснованию применения частотно-регулируемого электропривода на ГЦНА с проведением комплексных натурных испытаний на стендовом оборудовании по разработанной, согласованной и утвержденной программе.

3. Внедрение частотно-регулируемого электропривода на энергоемком технологическом оборудовании АЭС позволит уменьшить потребление электроэнергии на собственные нужды на 15...20%, что эквивалентно увеличению генерации энергоблока на 1..2%.

4. Внедрение частотно-регулируемого электропривода на технологическом оборудовании АЭС позволит значительно увеличить ресурс и надежность его работы.

5. Частотно-регулируемый электропривод может быть использован в качестве функции диагностики, контроля и полной электронной защиты электродвигателя насосного агрегата.

6. Работа ГЦНА с ЧРП может быть использована в качестве функции увеличения номинальной мощности генерации при пиках нагрузки (увеличение числа оборотов ротора электродвигателей насосов до 1,3 от номинальной скорости).

7. Работа ГЦНА с ЧРП может быть использована в качестве функции дополнительной автономной системы безопасности при длительном обесточивании энергоблока с дополнительным дизель-генератором при минимальном потреблении мощности.

8. Необходимо разработать новый отраслевой стандарт по методике выбора и применения частотно-регулируемого электропривода на АЭС для проектных и инжиниринговых компаний.

Список литературы

1. К.Н. Проскуряков, Ф.Н. Шакирзянов, В.В. Каратаев, К.С. Новиков, И.А. Зотухин «Способ предотвращения резонансных вибраций ТВЭЛ и ТВС ВВЭР-1000», журнал «Вопросы атомной науки и техники», выпуск 23, 2008г.

2. Семинар ЭДФ-РЭА, г. Москва, 2011г.

Секция 4. **Международное сотрудничество**

ЭФФЕКТИВНОЕ МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО – ВАЖНЫЙ ФАКТОР ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС И РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Кириченко А.М.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Международное сотрудничество ОАО «Концерн Росэнергоатом» в настоящее время

Международное сотрудничество является важным фактором обеспечения безопасности АЭС и развития атомной энергетики, одним из наиболее динамично развивающихся направлений международной деятельности наряду с внешнеэкономической деятельностью, **целью которого** является стимулирование развития соответствующих направлений без получения коммерческих результатов.

Международное сотрудничество ОАО «Концерн Росэнергоатом» (далее – Концерн) направлено на реализацию следующих целей:

- обеспечение выполнения международных обязательств в области атомной энергетики;
- информационное обеспечение деятельности Концерна за счет использования зарубежного опыта, знаний и технологий;
- использование лучшей международной практики в программах профессионального обучения и повышения квалификации персонала;
- укрепление репутации концерна, формирование благоприятных внешних условий для его функционирования и развития в условиях мирового бизнес сообщества;

Сотрудничество осуществляется в соответствии с международными конвенциями и соглашениями о сотрудничестве в области мирного использования атомной энергии по следующим направлениям:

- Сотрудничество с международными организациями (ВАО АЭС, МАГАТЭ, Европейский клуб EUR);
- Двустороннее сотрудничество (ЭДФ (Франция), ГП НАЭК «Энергоатом» (Украина), Ибердрола (Испания), JEPIC (Япония), Экселон (США));
- Организация крупных международных мероприятий;
- Организация обучения за рубежом;
- Инициативы Госкорпорации «Росатом» после «Фукусимы».

Международная деятельность Концерна осуществляется на основе ежегодных программ сотрудничества, регламентируется решениями Координационных комитетов, утверждаемых руководством Концерна, реализуется в стандартном формате семинаров, рабочих совещаний, экспертных рассмотрений, конференций, рабочих групп и т.д.

Существует ряд важных внешних и внутренних факторов, влияющих на формат, объем и содержание международного сотрудничества Концерна:

- необходимость выполнения, в своей части, обязательств государства в связи с обеспечением глобального режима ядерной безопасности (12 конвенций, участником которых является РФ; более 2000 межправительственных соглашений; стандарты МАГАТЭ, рекомендации миссий МАГАТЭ, ВАО АЭС, других международных инспекций);
- реагирование на ситуацию на международном рынке (стремление к энергетической независимости; сотрудничество в сфере обеспечения ядерной и радиационной безопасности; формирование глобальных корпораций);
- выполнение национальных целей и задач эффективного позиционирования, реализация стратегических инициатив (Стратегия-2030) Госкорпорации «Росатом» в части, касающейся ядерной эксплуатирующей организации.

Концерн является членом таких международных организаций как ВАО АЭС, ВЯА, Европейский клуб EUR.

Деятельность под эгидой МАГАТЭ осуществляется в соответствии с государственными обязательствами Российской Федерации при координации Госкорпорации «Росатом».

Членство в ВАО АЭС, ВЯА и Европейском клубе EUR отражает добровольное намерение Концерна участвовать в работе крупнейших международных организаций, объединяющих операторов атомных электростанций и осуществляющих деятельность в области использования атомной энергии.

Сотрудничество с Китаем

Уже более 10 лет ОАО «Концерн Росэнергоатом» ведет сотрудничество с Китайской корпорацией по ядерной энергетике (CNEIC, Китай), Цзянсуской корпорацией по ядерной энергетике (JNPC, Китай). Для осуществления сотрудничества с Китайским Заказчиком Концерн выступает в качестве поставщика услуг и оборудования, заключая договоры с российскими контрагентами, имеющими исключительные права на свою продукцию (ОАО ОКБ «Гидропресс», ОАО «Силовые Машины», РНЦ Курчатовский институт, ОАО «ЦКБМ», ОАО «Ижорские заводы» и т.д.).

На 2012–2014 гг. согласован и подписан очередной План работ с Цзянсуской корпорацией. В настоящее время в работе у ДМВЭС Концерна находится около 100 договоров и контрактов по эксплуатационному инжинирингу с китайской стороной. Общий доход Концерна от эксплуатационного инжиниринга, по статье «Доходы от неосновного вида деятельности» в 2010 г. составила более 300 млн. руб. На площадке Тяньван-

ской АЭС на постоянной основе находится группа специалистов Концерна.

28 марта 2012 года состоялось торжественное открытие первого зарубежного представительства Концерна — Российского представительства ОАО «Концерна Росэнергоатом» в г. Ляньюньгане, КНР.

Сотрудничество с Турцией

12 мая 2010 года, в ходе визита Президента России Д.А. Медведева в Турцию было подписано Соглашение между Правительством РФ и Правительством Турецкой Республики о сотрудничестве в сфере строительства и эксплуатации АЭС на площадке «Аккую» в Турецкой Республике.

По условиям Соглашения, Компетентным органом, назначенным Российской стороной в целях реализации МПС, является Госкорпорация «Росатом». Роль и место ОАО «Концерн Росэнергоатом» в реализации проекта АЭС «Аккую» определено, как выполнение функции **Технического Заказчика** при строительстве атомной станции, включая технический надзор за строительством, контроль исполнения графиков работ ЗАО «Атомстройэкспорт», приемку выполненных строительно-монтажных работ, входной контроль поступающего на площадку оборудования и материалов, входной контроль рабочей документации, проведение пуско-наладочных работ, начиная с индивидуального опробования механизмов до освоения 100% мощности, набор и подготовку персонала, техническое обслуживание и ремонт оборудования, соблюдение контрактных обязательств за качество и объем вырабатываемой электроэнергии.

Сотрудничество с Ираном

В 1994 году Минатом России и Организация по атомной энергии Ирана (AEOI) договорились завершить сооружение первого блока АЭС «Бушер» с реактором ВВЭР-1000, используя главным образом уже имеющуюся инфраструктуру. ОАО «Концерн Росэнергоатом» подключился к работам по сооружению объекта на этапе ввода блока в эксплуатацию в марте 2011 года, направив на площадку специалистов Балаковской, Калининской, Нововоронежской и Ростовской АЭС (22 специалиста Концерна).

В 2011 г. были осуществлены работы по обеспечению технической поддержки на площадке АЭС «Бушер». В июне проведена проверка готовности ЗАО «Атомтехэкспорт» к эксплуатации энергоблока №1 АЭС «Бушер», в октябре специалисты РЭА приняли участие в экспертной группе по проведению стресс-теста на АЭС «Бушер». Специалисты РЭА участвовали в миссии технической поддержки ВАО АЭС-МЦ на АЭС «Бушер». Энергетический пуск АЭС «Бушер» состоялся 12 сентября 2011 г.

Дальнейшее сотрудничество между странами в сфере атомной энергетики планируется в виде оказания услуг по сопровождению эксплуатации, поставкам запасных частей, оказания научно-технической поддержки, а также проведения ремонтных кампаний.

Международные программы ядерной безопасности

По направлению международных программ ядерной безопасности в 2011 г. были реализованы проекты в рамках сотрудничества с Европейской Комиссией (программа ТАСИС), со скандинавскими странами: Финляндией, Швецией, Норвегией. Всего в рамках программ технического содействия в 2011 г. завершено 30 проектов, из них 13 проектов по программе ТАСИС (ЕК) на сумму 9,5 млн. евро и 17 проектов по программам сотрудничества со скандинавскими странами на сумму 1,1 млн. евро.

События, которые меняют мир

11 марта 2011 года в Японии, спустя 25 лет после «одной из худших антропогенных катастроф двадцатого века» на Чернобыльской АЭС, в результате сильнейшего землетрясения и последовавшего за ним цунами произошла крупнейшая авария на АЭС Фукусима-1.

Такие события, как авария на АЭС Фукусима в Японии, меняют ситуацию в мире, и сообразно этому меняется и международное сотрудничество. Безопасность – понятие международное, имеющее элементы коллективной ответственности – продолжает оставаться главной темой международного сотрудничества. Базовые подходы к международному сотрудничеству после Фукусимы не меняются. Происходит лишь смещение акцентов, перераспределение приоритетов, меняющие общий характер международного сотрудничества.

Атомное сообщество приходит к необходимости объединять свои усилия для достижения сбалансированности и стабильности, динамичного развития отрасли, с полным осознанием того, что проблемы носят исключительно транснациональный характер и единственный путь их решения – международная кооперация и сотрудничество.

Предложение по эффективному использованию международного сотрудничества – важного фактора обеспечения безопасности АЭС и развития атомной энергетики

При существующем формате и отлаженном механизме организации международного сотрудничества, основной акцент повышения его эффективности смещается в область практического применения и использования лучших мировых практик и полученных информационных ресурсов в производственной деятельности Концерна.

Основные международные организации реформируются с учетом уроков Фукусимы. Важными шагами в рамках международных усилий, предпринятых для осмысления, обмена мнениями и реализации уроков аварии на АЭС Фукусима, стали принятый на Генеральной ассамблеей ВАО АЭС в октябре 2011 г. план, а также принятый на 55-й Генеральной ассамблее в сентябре 2011 г.План действий по ядерной безопасности МАГАТЭ.

Реформирование ВАО АЭС

В условиях пост-фукусимского мира особая роль возлагается на ВАО АЭС. На Генеральной ассамблее ВАО АЭС в октябре 2011 г. (Китай, г. Шэньчжэнь) был принят ряд ключевых решений по реформированию ВАО АЭС:

- Приняты рекомендации постфукусимской «Комиссии Митчелла», направленные на усиление системы ядерной безопасности и реформирование ВАО АЭС;
- Принято решение о проведении Генеральной ассамблеи ВАО АЭС в 2013 году в Москве;

Изменения, направленные на качественное улучшение работы ВАО АЭС, предстоит осуществить новому руководству ассоциации. Как известно:

- Первый заместитель Генерального директора ОАО «Концерн Росэнергоатом» В.Г. Асмолов избран Президентом ВАО АЭС;
- Генеральный директор ОАО «Концерн Росэнергоатом» Е.В. Романов избран в состав Всемирного совета управляющих ВАО АЭС на постоянной основе.

В связи с реформированием и расширением программ ВАО АЭС, появлением новых направлений деятельности в свете уроков, извлеченных из аварии на АЭС Фукусима, участие Концерна в новых программах ВАО АЭС–МЦ значительно расширяется.

В 2012 году РЭА организует сотрудничество с ВАО АЭС–МЦ по новым направлениям:

- Реализация совместного проекта «Подготовка и проведение Генеральной ассамблеи – 2013 в Москве».
- Реализация совместного проекта «Создание Единого кризисного центра для АЭС с реакторами ВВЭР на базе Кризисного центра ОАО «Концерн Росэнергоатом»».
- Реализация совместного проекта «Ротация персонала ОАО «Концерн Росэнергоатом» в ВАО АЭС–МЦ». Планируется проведение конкурса на замещение должностей ротационных сотрудников в ВАО АЭС–МЦ, учреждение института представителей ВАО АЭС на площадках АЭС РЭА, выпуск положения о ротации персонала, подписание соответствующего соглашения с ВАО АЭС–МЦ.
- Участие экспертов РЭА в деятельности Рабочей группы по проведению анализа национальных отчетов по результатам проведения стресс – тестов стран–членов ВАО АЭС–МЦ, эксплуатирующих АЭС с реакторами ВВЭР.
- Участие экспертов РЭА в работе трех проектных групп ВАО АЭС, работающих над выполнением рекомендаций Комиссии Митчелла.
- Руководство В.Г. Асмоловым, в качестве председателя, деятельностью Наблюдательного комитета ВАО АЭС по реализации рекомендаций Комиссии Митчелла.

Следование международным экспертным рекомендациям

Международная деятельность Концерна нацелена на устранение замечаний и выполнение рекомендаций по результатам проведения миссий ОСАРТ МАГАТЭ и партнерских проверок ВАО АЭС.

Рекомендации международных экспертов выявляют слабые и уязвимые стороны, тем самым стимулируя и концентрируя работу Концерна на совершенствовании и развитии указанных направлений.

Международное сотрудничество является своеобразным проводником рекомендаций международных инспекций для внедрения в производственную практику Концерна.

В 2011 году было проведено 19 международных инспекций, в т.ч. Корпоративная партнерская проверка Концерна ВАО АЭС, миссия OSART на Смоленской АЭС, международные страховые инспекции на Нововоронежской и Белоярской АЭС, партнерские проверки Балаковской, Билибинской и Нововоронежской АЭС, проверка эксплуатационной готовности АЭС «Бушер».

Результаты указанных экспертных рассмотрений подтверждают правильность основных выбранных направлений международного сотрудничества Концерна, необходимость их совершенствования и развития.

Согласно утвержденному руководством Концерна «Детальному актуализированному плану по эффективному использованию международного сотрудничества – важного фактора обеспечения безопасности российских АЭС и развитию атомной энергетики ОАО «Концерн Росэнергоатом»», при существующем формате и механизме организации международного сотрудничества, основной акцент повышения его эффективности смещается в область практического применения и использования полученных информационных ресурсов в производственной деятельности Концерна.

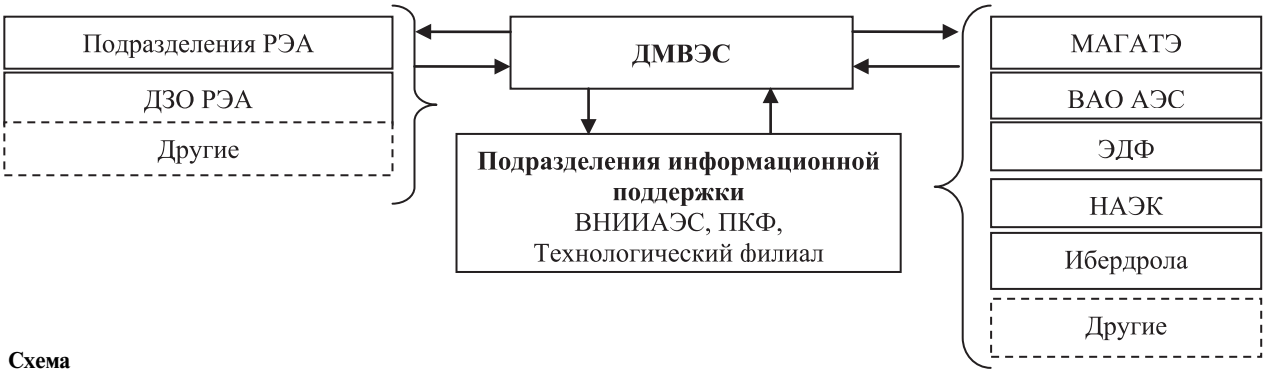
Повышение эффективности международного сотрудничества Концерна реализуется путем трансформации функций участников взаимодействия.

1. Создать механизм использования международных информационных ресурсов (см. схему)

- Ориентировать руководителей структурных подразделений осуществлять функции Заказчика информационных ресурсов полученных в ходе международного сотрудничества для их практического использования;
- ДМВЭС организовать и обеспечить функционирование механизма оказания информационной поддержки руководителей программ, структурных подразделений и дочерних предприятий Концерна по результатам международной деятельности;
- Возложить функции по обеспечению информационного заказа (хранение, обработка, структуризация, анализ, сопоставление данных) на организации ОАО «ВНИИАЭС», Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом», Технологический филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом».

2. Совершенствовать управление международной деятельностью

- **Оптимизировать функции ДМВЭС**
  - Закрепить за ДМВЭС функции по формированию и проведению политики Концерна по международному сотрудничеству;
  - Закрепить за ДМВЭС функции по проведению политики и стратегического курса Госкорпорации «Росатом», в части относящейся к деятельности



Схема

эксплуатирующей организации, по международному сотрудничеству;
- Закрепить за ДМВЭС функцию проработки возможностей получения информационных ресурсов при осуществлении международной деятельности;
- Закрепить за ДМВЭС функции по формированию заявок в бюджет Концерна на размещение заказа на оказание информационной поддержки;
- Активизировать текущее сопровождение и поддержку взаимодействия функциональных подразделений и зарубежных партнеров Концерна.

- **Оптимизировать функции руководителей структурных подразделений**
  - Осуществлять функции Заказчика международных информационных ресурсов;
  - Сформулировать совместно с ДМВЭС перечень требований к предоставлению информационных ресурсов и целевой информации;
  - Возложить ответственность на руководителей структурных подразделений за практическое использование информационных ресурсов, полученных в результате международной деятельности.

3. Расставить приоритеты международного сотрудничества и оптимизировать количество международных мероприятий

- Считать взаимодействие с организациями МАГАТЭ, ВАО АЭС, Клуб EUR, ЭДФ, НАЭК «Энергоатом» и Ибердрола приоритетными направлениями сотрудничества;
- Рассмотреть и проанализировать актуальность взаимодействия по другим имеющимся направлениям международной деятельности;
- Расставить приоритеты участия в мероприятиях по программам международного сотрудничества на 2012 год.

Вывод

Вся международная деятельность построена в Концерне так, что она направлена в основном на решение вопросов безопасности и структурно выстроена так, что в рамках сотрудничества с международными организациями мы выполняем обязательства и пользуемся услугами, а также существует сотрудничество с партнерами, с которыми Концерн обменивается бесценным опытом.

Суть международного сотрудничества – это создание, обеспечение, развитие, поддержание глобального режима безопасности через присоединение к международным правовым документам, унификацию и неукоснительное следование нормам ядерной безопасности, использование международных рассмотрений и услуг, эффективное использование и прогрессивное развитие национальной инфраструктуры и глобального сообщества экспертов.

ВОЗМЕЩЕНИЕ ТРАНСГРАНИЧНОГО ЯДЕРНОГО УЩЕРБА РОССИЙСКИМИ ОПЕРАТОРАМИ ЯДЕРНЫХ УСТАНОВОК

Амелина М.Е., Арсентьев С.В., Молчанов А.С.
ОАО «Атомный страховой брокер», г.Москва

Строительство и эксплуатация ядерных установок (например, АЭС) вблизи границы с другими государствами поднимает вопрос о возмещении ядерного ущерба на территории другого государства в случае возможной аварии на такой установке. Возможность причинения трансграничного ущерба потребовала в свое время унифицировать национальные законодательства в области ответственности за ядерный ущерб. Эту роль взяли на себя международные конвенции в области гражданской ответственности за ядерный ущерб.

Международные конвенции сформулировали определенные принципы ответственности оператора ядерной установки за ядерный ущерб. Кратко эти принципы сводятся к следующим [1].

1. Абсолютная и исключительная ответственность оператора ядерной установки за ядерный ущерб. Только оператор ядерной установки несет ответственность за ядерный ущерб. Оператор ядерной установки не имеет права предъявлять регрессных исков.
2. Ограничение ответственности оператора. Ответственность оператора может быть ограничена как по суммам возмещения ядерного ущерба, так и по времени, в течение которого иски о возмещении ядерного ущерба могут быть предъявлены к оператору.
3. Обязательная финансовая гарантия возмещения ядерного ущерба (финансовое обеспечение ответственности). Оператор до начала эксплуатации ядерной установки обязан гарантировать, что в случае радиационной аварии (ядерного инцидента) у него будут необходимые средства, чтобы возместить ядерный ущерб в установленных пределах.
4. Отсутствие дискриминации. Поскольку ядерный ущерб может быть трансграничным оператор ядерной установки обязан возмещать ущерб не только на территории своей страны, но и на территории других государств без какой-либо дискриминации по национальному признаку, месту проживания, либо месту пребывания.
5. Единство юрисдикции. Единый юридический орган должен следить за тем, чтобы предел ответственности оператора ядерной установки не был превышен, а компенсация за ядерный ущерб была распределена справедливо. Основное правило состоит в том, что исключительной компетентностью обладает суд того государства, на территории которого произошел инцидент.

В настоящее время действуют или открыты для подписания восемь международных конвенций в области ответственности за ядерный ущерб и возмещения такого ущерба (через дефис указано количество стран – участников):

1) Конвенция об ответственности перед третьей стороной в области ядерной энергии (Парижская конвенция) – 16 стран;
2) Конвенция дополнительная к Парижской конвенции (Брюссельская дополнительная конвенция) -13 стран;
3) Конвенция о гражданской ответственности за ядерный ущерб (Венская конвенция) – 39 стран;
4) Совместный протокол по применению Венской и Парижской конвенций – 26 стран;
5) Венская конвенция о гражданской ответственности за ядерный ущерб 1997 года (Венская конвенция 1997 года) – 9 стран;
6) Конвенция о дополнительном возмещении за ядерный ущерб (не вступила в силу);
7) Конвенция по ответственности операторов ядерных судов (не вступила в силу);

8) Конвенция по гражданской ответственности в области морских перевозок ядерного материала – 17 стран.

Взаимосвязь конвенций схематически показана рис. 1.

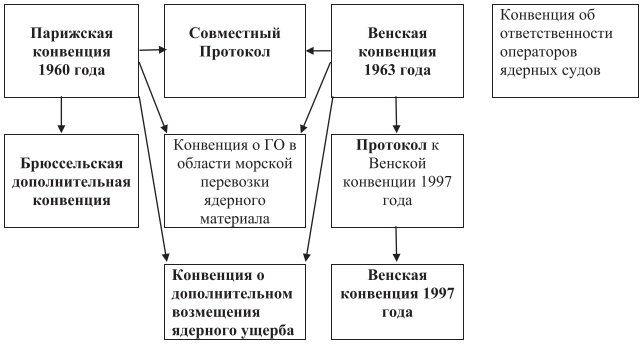


Рис. 1. Международные конвенции в области ответственности за ядерный ущерб

В настоящее время международный режим гражданской ответственности за ядерный ущерб формируется в основном за счет Венской конвенции 1963 года, Парижской конвенцией 1960 года (совместно с Брюссельской дополнительной конвенцией) и Совместным Протоколом.

Первой в 1960 году была принята Парижская конвенция. Парижская конвенция впервые сформулировала вышеперечисленные принципы гражданской ответственности операторов ядерных установок за ядерный ущерб.

В 1963 году эта конвенция была дополнена Брюссельской дополнительной конвенцией, которая увеличила компенсацию пострадавшим от ядерного инцидента за счет дополнительного фонда, образуемого странами-участниками Парижской конвенции.

Также в 1963 году при содействии Международного агентства по атомной энергии была принята Венская конвенция о гражданской ответственности за ядерный ущерб. Участником Венской конвенции может быть любое государство, входящее в ООН. Целью конвенции являлось распространение принципов Парижской конвенции на весь мир. Такой цели можно было достигнуть в случае, если бы стороны Парижской конвенции подписали, а затем ратифицировали Венскую конвенцию. Однако, ни одно из государств-участников Парижской конвенции, так и не стало участником Венской конвенции. Несмотря на то, что Венская и Парижская конвенции основаны на одних и тех же принципах и имеют одинаковые цели, они не создали единого режима гражданско-правовой ответственности за ядерный ущерб. Поскольку государства-участники Венской конвенции не были обязаны возмещать ядерный ущерб на территории, охватываемой Парижской конвенцией и наоборот, то возникло два международных режима гражданской ответственности, которые кроме всего прочего имели ряд различий в формулировках. Для того, чтобы связать два режима в 1988 году был открыт для подписания Совместный протокол по применению Венской и Парижской конвенций (Совместный протокол). Совместный протокол определил распространение режима гражданско-правовой ответственности и возмещения ядерного ущерба, установленного одной из конвенций на участника другой конвенции. В частности Совместный протокол предусматривает, что оператор ядерной установки, расположенной на территории государства-участника Венской конвенции, должен нести ответственность на основании Венской конвенции за ущерб, причиненный на территории государства-участника Парижской конвенции и Совместного протокола и наоборот.

Парижская конвенция и Венская конвенция посвящены исключительно ответственности оператора за ядерный ущерб и не затрагивают вопросов участия государства в возмещении ядерного ущерба. Вместе с тем, очевидно, что если величина ядерного ущерба превышает предел ответственности оператора ядерной установки, к возмещению ядерного ущерба должно подключаться государство.

Брюссельская дополнительная конвенция (с Протоколом 2004 года) и Конвенция о дополнительном возмещении ядерного ущерба определяют участие государств в возмещении ядерного ущерба, ответственность за который несет оператор ядерной установки.

На рис. 2 схематично показано возмещение ядерного ущерба в системе Парижская конвенция – Брюссельская дополнительная конвенция.



Рис. 2. Возмещение ядерного ущерба в системе Парижская конвенция – Брюссельская дополнительная конвенция

Брюссельская дополнительная конвенция действует только для государств участников Парижской конвенции. Брюссельская дополнительная конвенция устанавливает для участников Парижской конвенции трехуровневую систему компенсации [2]:

1) в пределах суммы не менее 5 млн. спз. и не более 15 млн.спз. – из средств, предусмотренных страхованием или иным финансовым обеспечением, осуществляемых оператором;
2) в пределах разницы между 175 млн. спз. и вышеуказанной суммой – из средств, которые предоставляются государством-участником, на чьей территории находится ядерная установка;
3) в пределах разницы между 300 и 175 млн. спз. – из средств, предоставляемых всеми государствами – участниками Брюссельской дополнительной конвенции.

Таким образом, в настоящее время в системе Парижская конвенция – Брюссельская дополнительная конвенция компенсация за ядерный ущерб обеспечивается в сумме 300 млн.спз.

Протоколы 2004 года (еще не вступили в силу) к Парижской и Брюссельской дополнительной конвенциям увеличат общую сумму компенсации за ядерный ущерб до 1,5 млрд. евро, из которых, как минимум, 700 млн. евро ложится на плечи оператора ядерной установки.

Участниками Конвенции о дополнительном возмещении ядерного ущерба могут быть государства участники Парижской конвенции, участники Венской

конвенции, а также государства, чье национальное законодательство соответствует условиям, сформулированным в Приложении к конвенции. Таким образом, Конвенция о дополнительном возмещении ядерного ущерба формирует глобальную систему возмещения ядерного ущерба с участием всех государств - участников конвенции. При этом доля участия каждого государства в возмещении ядерного ущерба будет пропорциональна тепловой мощности АЭС на территории этого государства и пропорциональна взносам этого государства на финансирование ООН.

В марте 2005 года Российская Федерация ратифицировала Венскую конвенцию о гражданской ответственности за ядерный ущерб 1963 года [3]. В соответствии с Конституцией Российской Федерации (Статья 15, п.4) «...международные договоры Российской Федерации являются составной частью ее правовой системы. Если международным договором Российской Федерации установлены иные правила, чем предусмотренные законом, то применяются правила международного договора». Таким образом, положения Венской конвенции имеют приоритет над российским законодательством в области ответственности за ядерный ущерб. Внутреннее законодательство Российской Федерации в области ответственности за ядерный ущерб и возмещения ядерного ущерба регулируется Гражданским кодексом РФ (ГК РФ) и Федеральным законом «Об использовании атомной энергии» (ФЗ ОИАЭ).

Вступление в силу Венской конвенции на территории Российской Федерации требует внесения изменений в Российское законодательство в области гражданской ответственности за ядерный ущерб. Необходимость изменений обусловлена тем, что Венская конвенция устанавливает не только императивные нормы (подлежащие безусловному применению на территории России независимо от национального законодательства), но и диспозитивные нормы (нормы, которые должны быть уточнены национальными законами).

К диспозитивным нормам относятся: определение ядерного ущерба; ограничение ответственности оператора за ядерный ущерб по суммам возмещения такого ущерба; сроки исковой давности; формы финансового обеспечения ответственности оператора; размер финансового обеспечения оператора за ядерный ущерб и др.

Ядерный ущерб – это собственно то, что должен возмещать оператор ядерной установки третьим лицам в случае ядерного инцидента. Венская конвенция в обязательном порядке требует возмещения ущерба жизни, здоровью физических лиц и имуществу физических и юридических лиц, однако разрешает национальному законодательству включить в определение ядерного ущерба иные виды ущерба.

По российскому законодательству эксплуатирующая организация несет ответственность «за убытки и вред, причиненные радиационным воздействием юридическим и физическим лицам» (статья 53 ФЗ ОИАЭ) и «вред ... окружающей природной среде» (статья 59 ФЗ ОИАЭ). Убытки (статья 15 ГК РФ) включают, в том числе, и недополученные доходы (упущенную выгоду). Таким образом, российский оператор ядерной установки в случае ядерного инцидента на ядерной установке должен возмещать: непосредственный вред (ущерб) жизни, здоровью, имуществу физических лиц, имуществу юридических лиц; ущерб окружающей природной среде; упущенную выгоду, связанную с причинением ущерба жизни, здоровью, имуществу, окружающей природной среде.

В соответствии со статьей 55 ФЗ ОИАЭ виды и пределы ответственности оператора за ядерный ущерб должны быть установлены законодательно. До настоящего времени такие пределы законодательно не установлены, поэтому в соответствии со ст.1064 ГК РФ ответственность оператора ядерной установки за ядерный ущерб является неограниченной по суммам возмещения ядерного ущерба (причиненный ядерный ущерб подлежит возмещению в полном объеме). Данное положение не противоречит Венской конвенции, согласно которой ответственность оператора за ядерный ущерб может быть ограничена национальным законодательством суммой не менее чем 5 млн. американских долларов по золотому паритету на 29 апреля 1963 года (Ст.VI п.1 ВК). Таким образом, Венская конвенция допускает возможность неограниченной ответственности оператора по суммам возмещения ядерного ущерба.

С учетом Венской конвенции положения российского законодательства в области ответственности оператора ядерной установки сводятся к следующему.

1. Ответственность за ядерный ущерб несет оператор ядерной установки. Эта ответственность является абсолютной и исключительной.
2. Ответственность оператора ядерной установки ограничена по времени подачи исков 10 годами. Ответственность оператора по суммам возмещения ядерного ущерба является неограниченной (ущерб подлежит возмещению в полном объеме).
3. При получении лицензии оператор ядерной установки обязан предоставить документально подтвержденное финансовое обеспечение своей ответственности, которое в настоящее время может быть обеспечено только страхованием. Сумма финансового обеспечения ответственности не может быть менее рублевого эквивалента 5 млн. американских долларов по его золотому паритету на 29.04.1963 [1].

Ратифицировав Венскую конвенцию, Российская Федерация приняла обязательства:

1) привести свое внутреннее законодательство в области возмещения ядерного ущерба оператором ядерной установки в соответствие с положениями Венской конвенции;
2) возмещать ядерный ущерб не только на территории своей страны, но и на территории стран, входящих в Венскую конвенцию.

Специального закона об ответственности за ядерный ущерб в Российской Федерации не принято, поэтому оператор ядерной установки будет возмещать ядерный ущерб на основе своего внутреннего законодательства (которое не противоречит положениям Венской конвенции). Положения российского законодательства с учетом Венской конвенции в области возмещения ядерного ущерба в настоящее время сводятся к следующему:

1) оператор ядерной установки несет абсолютную и исключительную ответственность за ядерный ущерб и обязан возместить причиненный ущерб полностью (неограниченная по суммам возмещения ответственность оператора);
2) иски к оператору ядерной установки о возмещении ядерного ущерба могут быть предъявлены в течение 10 лет с момента ядерного инцидента;

[1] Эта сумма составляет примерно 7,5 млрд рублей на июнь 2012 г.

3) в случае ядерного инцидента возмещению подлежит:
   – непосредственный вред (ущерб) жизни, здоровью, имуществу физических лиц, имуществу юридических лиц;
   – ущерб окружающей среде;
   – упущенная выгода, связанная с причинением ущерба жизни, здоровью, имуществу, окружающей среде.

Таким образом, в настоящее время российский оператор ядерной установки в случае причинения трансграничного ядерного ущерба обязан возместить полностью весь вышеперечисленный ущерб не только на своей территории, но и на территории стран – участников Венской конвенции. На территории стран – участников Парижской конвенции российский оператор ядерной установки будет возмещать ядерный ущерб только в том случае, если Российская Федерация присоединится к Совместному протоколу по применению Венской и Парижской конвенций.

Государства Парижской конвенции в основном сосредоточены в Западной Европе. Причинение ядерного ущерба на территории стран, охватываемых Парижской конвенцией, в случае ядерного инцидента на действующих российских АЭС маловероятно из-за удаленности АЭС от территории таких стран. Однако со строительством Балтийской АЭС ситуация коренным образом меняется и подписание Совместного протокола может существенно увеличить риск финансовой несостоятельности для российского оператора ядерной установки возместить ядерный ущерб.

Таким образом, основная задача российского законодательства в области гражданской ответственности оператора ядерной установки за ядерный ущерб – законодательно установить ограничение ответственности оператора ядерной установки по суммам возмещения ядерного ущерба.

Список литературы

1. Амелина М.Е., Гулиев Э.Г., Иойрыш А.И. и др. Ядерное страхование и проблемы возмещения ядерного ущерба. М.: ИздАТ, 2007. 213 с.

2. Васильева Е.Н. Регулирование гражданско-правовой ответственности за причинение ядерного ущерба в зарубежных странах. В кн. Ответственность за ядерный ущерб. М.: ИГиП РАН, 1997. С. 21.

М.Е.Амелина, С.В.Арсентьев, А.С.Молчанов. Ядерные риски и ответственность за ядерный ущерб// Ядерная физика и инжиниринг, 2012, том.3, №1, С.81-87.

3. Федеральный закон от 21 марта 2005 года № 23-ФЗ «О ратификации Венской конвенции о гражданской ответственности за ядерный ущерб» // СЗ РФ. 2005. № 13. Ст.1081.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТА TACIS R2.01/06 «РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ВХР I И II КОНТУРОВ ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ 1 И 2 КАЛИНИНСКОЙ АЭС»

Гашенко В.А., Воронов В.Н., Преловский А.Р., Муравьев Е.В., Горбатенко С.П., Отченашев Г.Д.

ОАО «ЭНИЦ»

Вацлав Урбанек

«CHEMCOMEX», Praha, a.s.

В период 2009—2012 гг. ОАО «ЭНИЦ» в качестве Директора экспериментов (ДЭ) участвовало в выполнении в рамках Проекта TACIS R2.01/06 работы: «Разработка мероприятий по модернизации систем мониторинга ВХР I и II контуров для энергоблоков 1 и 2 Калининской АЭС».

Консультант Проекта (CHEMCOMEX, Praha, a.s.) в качестве основы для проведения модернизации системы мониторинга водно-химического режима (ВХР) для АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000 предложил использовать на примере энергоблоков 1 и 2 Калининской АЭС разработанную им химическую информационную систему CHEMIS.

Одной из основных задач ДЭ являлось проведение квалификационных испытаний химической информационной системы CHEMIS на созданном в ОАО «ЭНИЦ» уникальном водно-химическом стенде В-3.

Стенд В-3 представляет собой крупномасштабную модель (масштаб 1:145) II контура АЭС с ВВЭР-1000 и предназначен для проведения исследований в области совершенствования водных технологий и испытаний программно-технических средств систем контроля и управления (СКУ) ВХР II контура с целью повышения эксплуатационной надежности технологического оборудования и прежде всего парогенератора (ПГ). Результаты, полученные на стенде В-3, могут быть с достаточно высокой степенью достоверности перенесены (или пересчитаны) на реальные эксплуатационные условия II контура энергоблока-прототипа [1].

Стенд оснащен всеми необходимыми технологическими системами и системами контроля и управления и дает возможность проводить эксперименты в широком диапазоне изменения химико-технологических параметров (в том числе при моделировании нарушений ВХР) при теплотехнических параметрах, соответствующих параметрам штатного энергоблока. Структурная схема стенда В-3 представлена на рисунке 1.

На базе стенда В-3 создан Полигон СКУ ВХР, предназначенный для отработки решений в части технического и программного обеспечения СКУ ВХР II контура АЭС с ВВЭР-1000.

Комплекс технических средств (КТС) СКУ ВХР стенда В-3 состоит из трех уровней (нижнего, среднего и верхнего). Структурная схема СКУ ВХР стенда В-3 представлена на рисунке 2. Автоматизированная система стенда В-3 осуществляет сбор, обработку и хранение всей информации о работе стенда в базе данных IndustrialSQL фирмы Wonderware, которая сочетает в себе высокую скорость записи информации (разрешение от 1 миллисекунды) с возможностью извлечения данных стандартными средствами (SQL).

Цель испытаний

Целью испытаний являлось подтверждение правильности принятых проектных решений (в рамках Задач Проекта) и проверка правильного функционирования предложенной Консультантом системы CHEMIS при работе в режиме on-line в условиях моделирования в контуре стенда В-3 определенных нештатных ситуаций с регистрацией всех необходимых параметров и их дальнейшей обработкой.

Подготовка к испытаниям

На первом этапе работы (в 2010 г.) осуществлялись: установка, проверка и наладка CHEMIS для работы в структуре стенда В-3 ОАО «ЭНИЦ», а также – работы по возможной адаптации этой системы к условиям реального объекта (Калининская АЭС).

Для развертывания химической информационной системы CHEMIS в ОАО «ЭНИЦ» были поставлены все аппаратные и программные средства: сервер с пред-

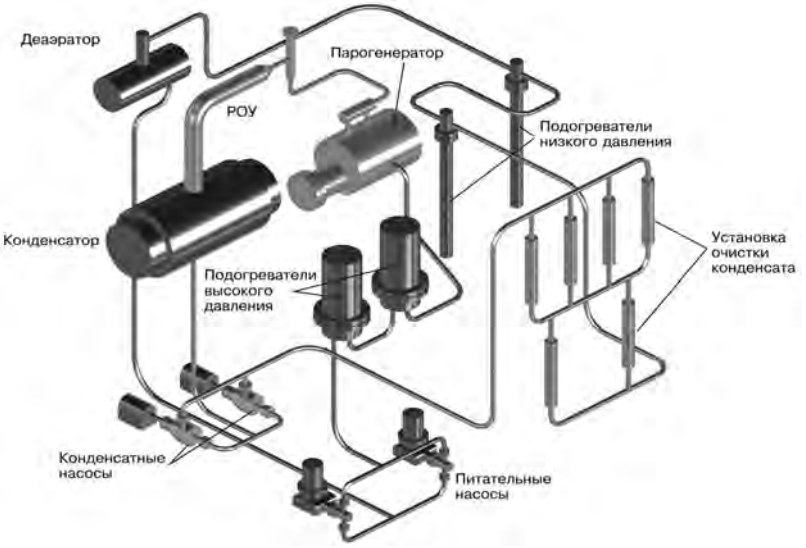


Рис. 1. Структурная схема стенда В-3

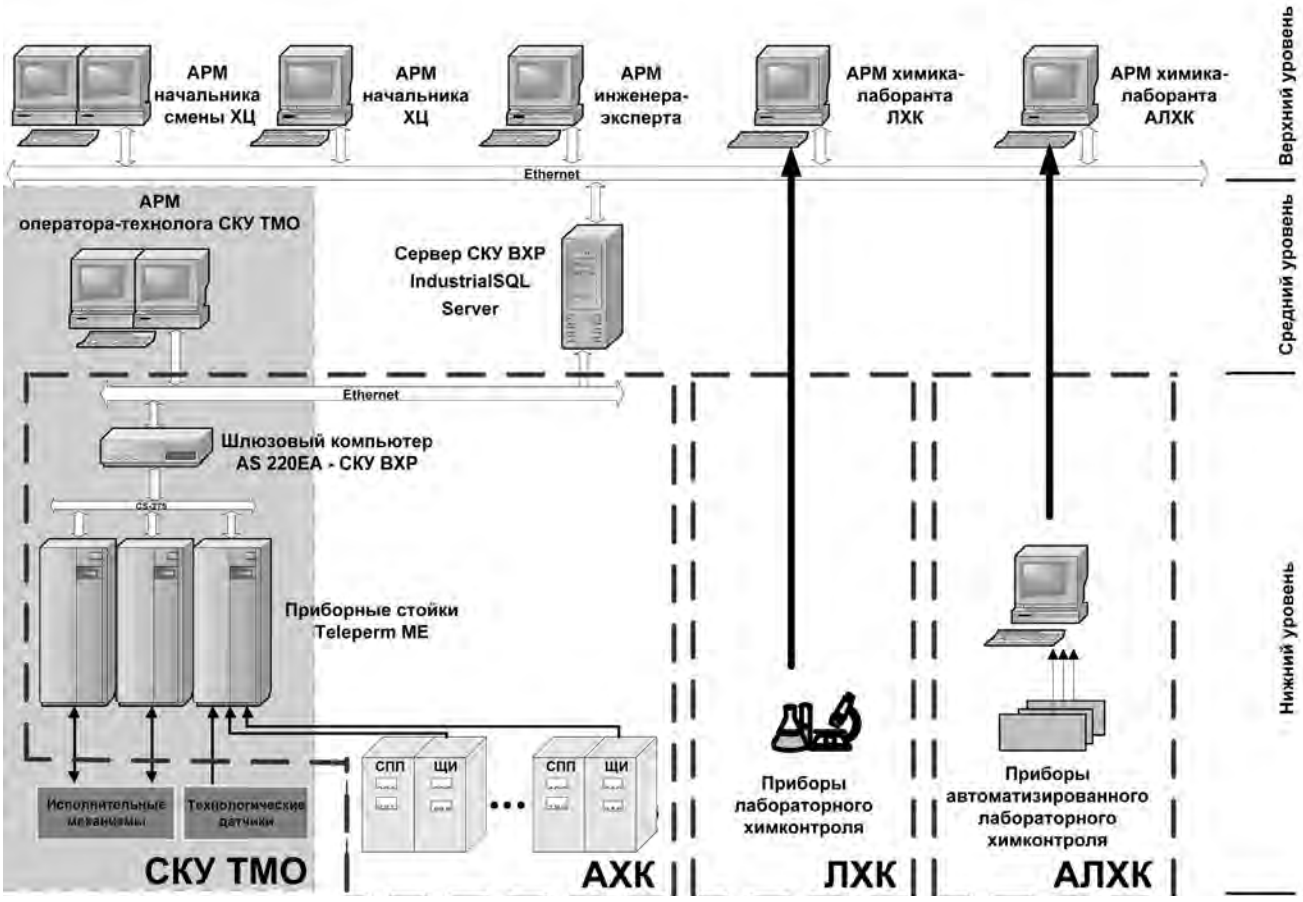


Рис. 2. Структурная схема СКУ ВХР стенда В-3

установленным Oracle DB Server, а также клиентская станция с установленным программным обеспечением. Программное обеспечение системы CHEMIS было полностью адаптировано к условиям работы на стенде В-3. Для доставки данных в систему CHEMIS ОАО «ЭНИЦ» предоставил канал связи SQL с базой данных IndustrialSQL стенда В-3. Для работы клиентских станций был предоставлен доступ к внутренней сети ОАО «ЭНИЦ». Для обеспечения удаленного доступа к серверу и клиентам был предоставлен интернет-канал.

На рис. 3 представлена реализованная схема обмена информацией между БД В-3 и CHEMIS. На рис. 4 представлена схема взаимодействия компонентов системы CHEMIS и стенда В-3. На рис. 5 представлен вид окна программного модуля «Схемы» системы CHEMIS с мнемосхемой стенда В-3.

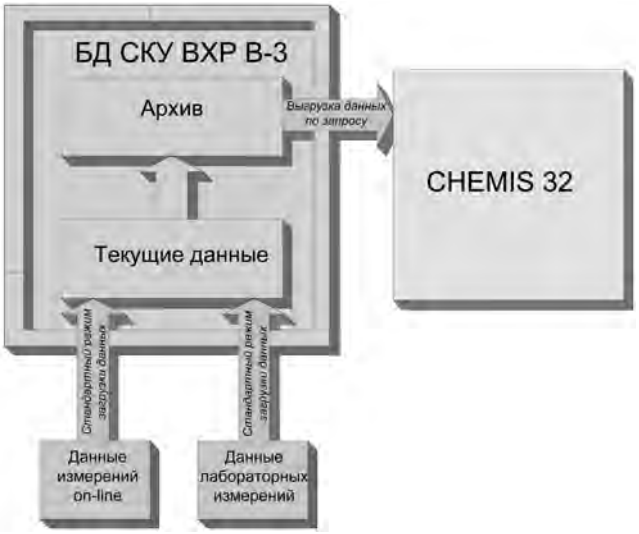


Рис. 3. Реализованный канал обмена информацией между БД В-3 и CHEMIS

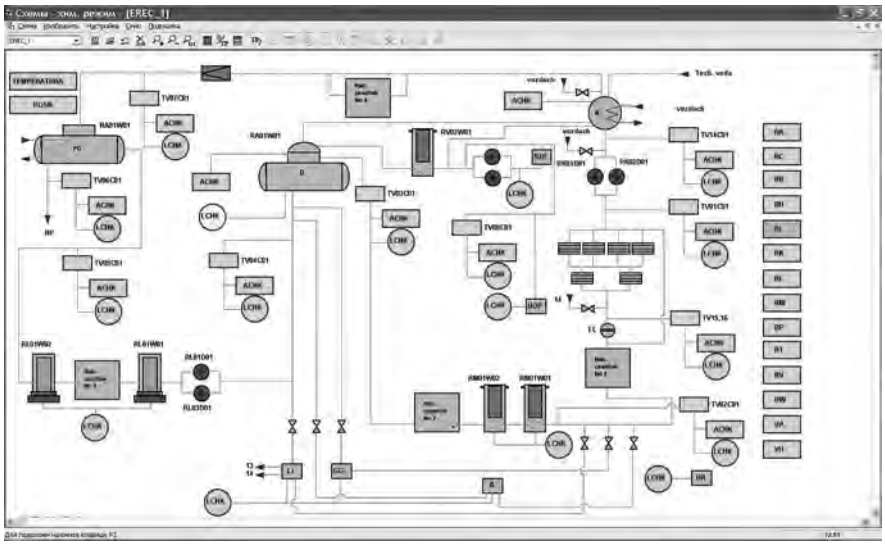


Рис. 4. Схема взаимодействия компонентов системы CHEMIS и стенда В-3

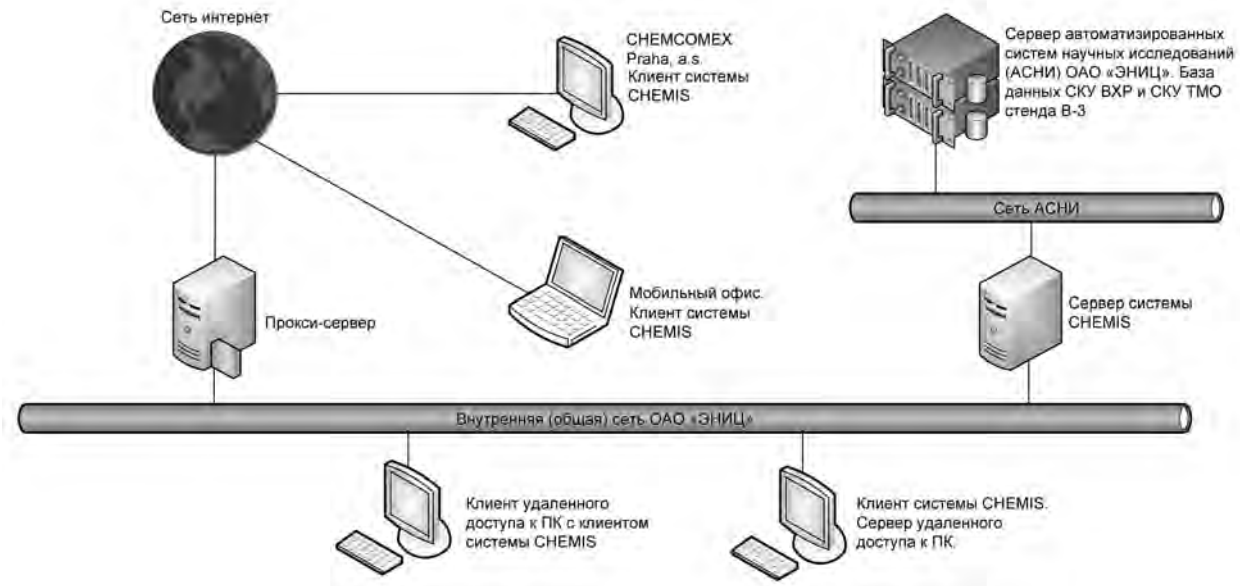


Рис. 5. Вид окна программного модуля «Схемы» системы CHEMIS (мнемосхема стенда В-3)

Проведение испытаний

На втором этапе в течение 2011 года ДЭ в рамках подготовки к проведению основного блока экспериментов провел на Полигоне СКУ ВХР стенда В-3:

- тестирование различных методов передачи данных от анализаторов к приложениям CHEMIS;
- тестирование работы приложений системы CHEMIS, индивидуальных функций и действий пользователя приложений (с частичным включением оборудования стенда в работу);
- тестирование различных методов доступа к данным БД CHEMIS из приложений системы CHEMIS, включая доступ через интернет-каналы.

На завершающем этапе в январе 2012 г. в ОАО «ЭНИЦ» на стенде В-3 был проведен заключительный цикл испытаний системы CHEMIS с комплексным включением оборудования стенда В-3 в работу.

Проверка работоспособности системы проводилась путем поочередного выполнения нескольких экспериментов. В ходе каждого из экспериментов на стенде, работающем в штатном режиме, моделировалась определенная нештатная ситуация, вероятная для II контура АЭС с ВВЭР, приводящая к нарушению нормативных параметров ВХР (всего было смоделировано четыре ситуации).

Каждый эксперимент выполнялся в следующей последовательности:

1) На стенде, работающем в штатном режиме, создавалось нарушение.

2) Оператор осуществлял контроль изменений параметров с помощью разработанной системы.

3) Определялось время отклика системы на возмущение (появления сообщения предупредительной сигнализации).

4) Через некоторое время после создания нарушения, вызвавшие его, стенд возвращался к штатному режиму.

5) По окончании эксперимента анализировалось совпадение ожидаемых и полученных значений параметров; и принималось решение о целесообразности повторного проведения эксперимента.

Директором экспериментов на стенде В-3 были проведены все согласованные с Консультантом в рамах Проекта TACIS квалификационные эксперименты в полном объеме. Детальная информация по проведенным экспериментам предоставлена в требуемом объеме Консультанту и экспертам ЕК в виде отчетных материалов.

В таблице приведено описание экспериментов, проведенных на стенде В-3 в ОАО «ЭНИЦ». На рис. 6–13 приведены графики, полученные с помощью системы CHEMIS по результатам экспериментов.

Таблица. Описание экспериментов

№ теста	Моделируемый режим/ нарушение	Последствия нарушения	Способ создания	Основные контролируемые химические параметры	Ожидаемые изменения / критерии приемлемости
1	Переходный режим — вывод стенда на режим нормальной эксплуатации	Стабилизация параметров	Действия в соответствии с инструкцией по пуску стенда В-3	pH прод.воды ПГ	Стабилизация параметров / управление работой стенда на базе информации, получаемой через систему CHEMIS
				Концентрация кат. Na в прод.воде	
				Удельная электро-проводимость прод.воды ПГ	
				Концентрация растворенного кислорода после деаэратора	
				pH пит.воды ПГ	
				Удельная электро-проводимость Н-кат. пробы пара	
2	Разрыв трубопровода подачи аммиака в контур	Прекращение подачи аммиака в контур. Снижение pH теплоносителя во всем контуре	Отключение насоса-дозатора раствора аммиака	pH пит.воды ПГ	Снижение значения
				pH прод.воды ПГ	Снижение значения
				Удельная электропроводимость прод. воды ПГ	Снижение значения
3	Разрушение одной из трубок конденсатора турбины	Ухудшение качества основного конденсата из-за высоких присосов (течи) охлаждающей воды в конденсаторе	Подача высокоминерализованного раствора в корпус конденсатора в количестве, сопоставимом с присосами в результате разрушения одной трубки конденсатора.	Содержание натрия в конденсате после КН	Резкий прирост значения
				Удельная электропроводимость Н-кат. пробы конденсата после КН	Резкий прирост значения
				Содержание натрия в конденсате из конденсатосборника	Резкий прирост значения
				Удельная электропроводимость Н-кат. пробы конденсата из конденсатосборника	Резкий прирост значения
				Содержание натрия в конденсате после КО	Без изменений
				Удельная электропроводимость Н-кат. пробы конденсата после КО	Без изменений
4	Неполное закрытие арматуры на линии байпаса конденсатоочистки на фоне последствий разрушения одной из трубок конденсатора турбины	Ухудшение качества одновременно основного конденсата и питательной воды	Подача высокоминерализованного раствора в корпус конденсатора, одновременно открытие байпаса УОК	Содержание натрия в конденсате после КН	Без изменений
				Удельная электропроводимость Н-кат. пробы конденсата после КН	Без изменений
				Содержание натрия в конденсате перед ПНД-1	Увеличение значения
				Удельная электропроводимость Н-кат. пробы конденсата перед ПНД-1	Увеличение значения
				Удельная электропроводимость Н-кат. пробы пит.воды ПГ	Увеличение значения

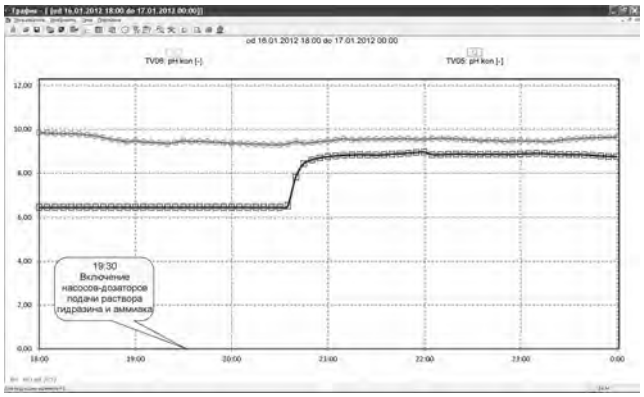


Рис. 6. График изменений значений pH питательной и продувочной воды ПГ во время эксперимента 1

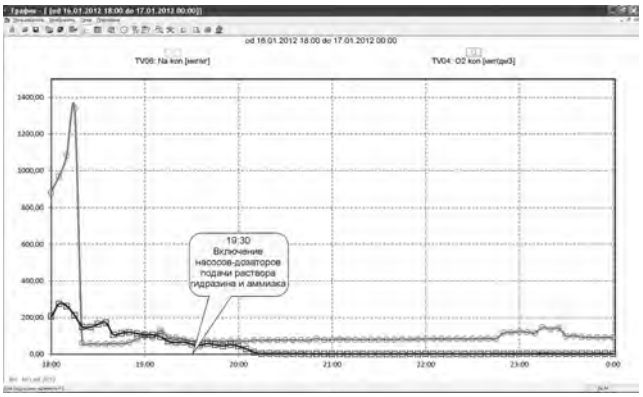


Рис. 7. График изменений значений концентрации ионов Na в продувочной воде ПГ и содержания растворенного кислорода в питательной воде во время эксперимента 1

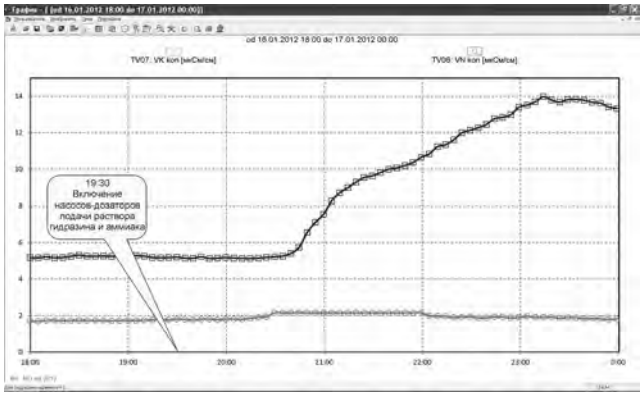


Рис. 8. График изменений удельной электропроводимости Н-кат. пробы продувочной воды ПГ и пара во время эксперимента 1

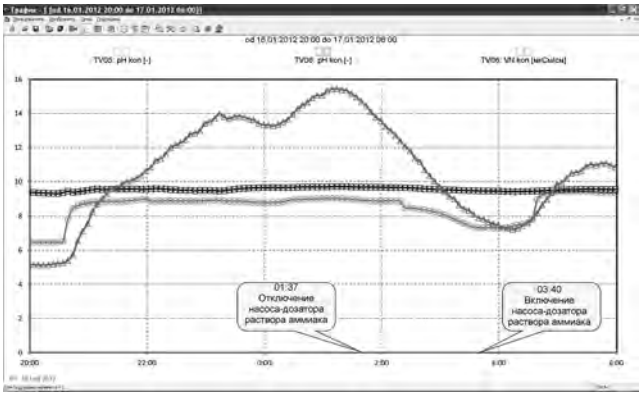


Рис. 9. График изменений значений pH питательной и продувочной воды ПГ, удельной электропроводимости продувочной воды ПГ во время эксперимента 2

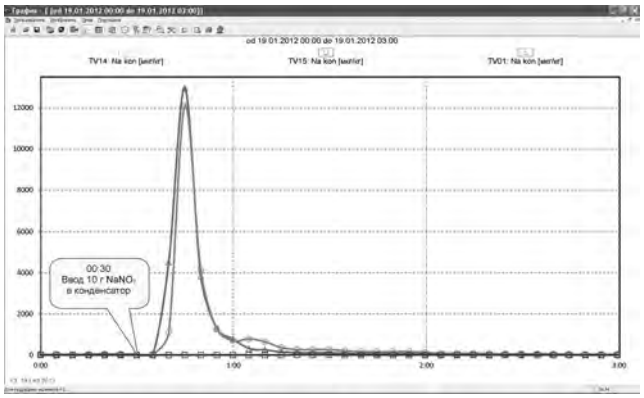


Рис. 10. График изменений значений концентрации ионов Na в конденсате из конденсатосборника, в конденсате после ФСД КО и в конденсате после КН во время эксперимента 3

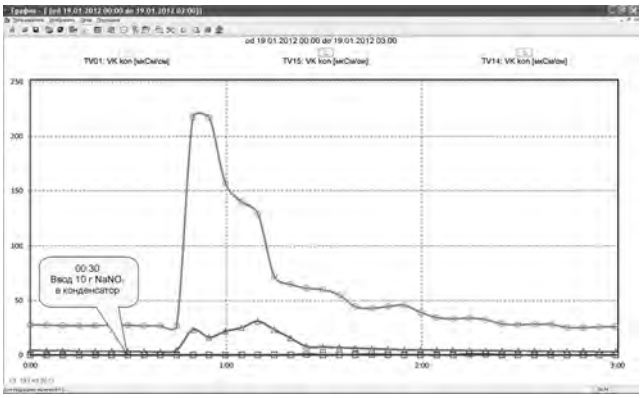


Рис. 11. График изменений значений удельной электропроводимости Н-кат. пробы в конденсате из конденсатосборника, в конденсате после ФСД КО и в конденсате после КН во время эксперимента 3

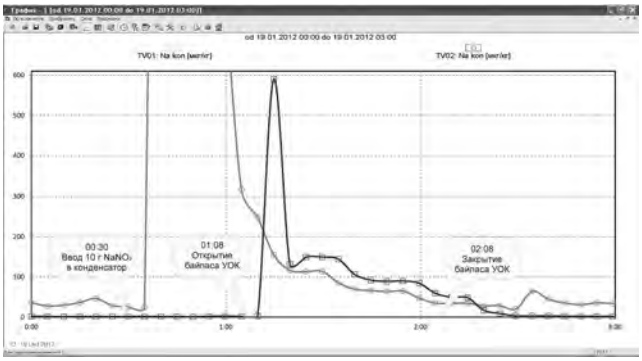


Рис. 12. График изменений значений концентрации ионов Na в конденсате после КН и в конденсате после КО во время эксперимента 4

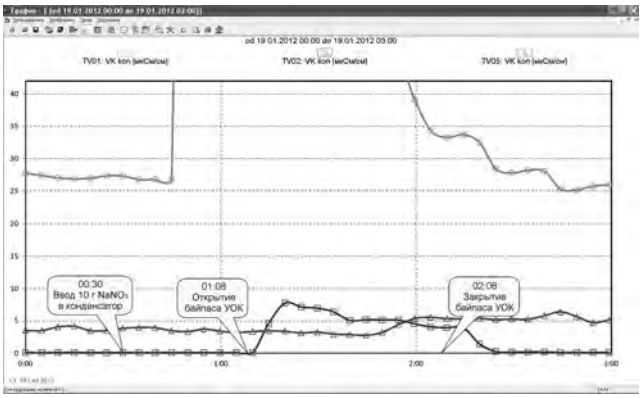


Рис. 13. График изменений значений удельной электропроводимости Н-кат. пробы в конденсате после КН, в конденсате после КО, в питательной воде ПГ во время эксперимента 4

Заключение

Выполненные в реальном времени на стенде В-3 ОАО «ЭНИЦ» тестовые эксперименты подтвердили, что система CHEMIS позволяет реализовать все заявленные функции применительно к задачам мониторинга ВХР II контура АЭС с ВВЭР-1000. В рамках Проекта была также оценена возможность применения системы CHEMIS для мониторинга параметров ВХР I контура ВВЭР. По итогам выполненного проекта сделано заключение о возможности применения системы CHEMIS на блоках АЭС с реакторами российского дизайна.

Кроме того, в результате выполнения Проекта были практически подтверждены экспериментальные возможности стенда В-3, как интегральной модели II контура АЭС с ВВЭР-1000, в части обеспечения условий выполнения водно-химических экспериментов (поддержание заданных теплотехнических параметров, поддержание заданного ВХР, обеспечение функционирования СКУ ТМО и СКУ ВХР стенда).

Список литературы

1. Технические характеристики и возможности использования стенда В-3 – крупномасштабной модели II контура АЭС с ВВЭР-1000 для оптимизации технологических решений и оборудования АЭС / Гашенко В.А., Ульянов А.В., Преловский А.Р. // Шестая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». Пленарные и секционные доклады. – Москва, 21-23 мая 2008. – С. 595–599.

СОТРУДНИЧЕСТВО МЕЖДУ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИМ ИНСТИТУТОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ (EPRI) И НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИМ ИНСТИТУТОМ (UJV) REZ

Ждярек Дж., Вицек П., В. Стратил
UJV Rez

Научно-исследовательский институт Rez поддерживает статус научно-исследовательской компании высокого уровня, ориентированной на применении ядерной технологии в различных областях, при этом концентрирующей внимание на долгосрочных возобновляемых источниках энергии с пониженным влиянием на окружающую среду.

Услуги, которые мы предоставляем правительственным организациям, в частности, Государственному Комитету по ядерной безопасности, имеют существенное значение не только для безопасной и эффективной эксплуатации атомной электростанции, а также для обработки радиоактивных отходов.

Проектно-конструкторская деятельность Института охватывает все типы источников энергии. Институт также принимает активное участие в реконструкции электростанций, работающих на ископаемом топливе, и в подготовке новых атомных электростанций.

НИИ Rez был основан в 1955 г, сегодня в нем работает около 1000 человек, и среди прочей деятельности, институт эксплуатирует два экспериментальных ядерных реактора.

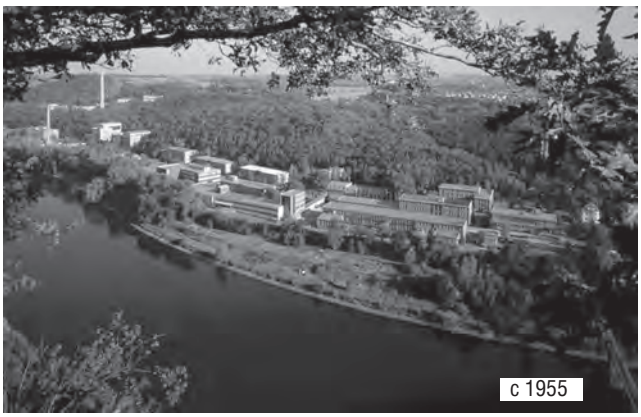


Рис. 1. Территория Института UJV Rez

Основная деятельность Института включает:

- Оценка целостности материалов и технические разработки (Анализ целостности, оценка качества окружающей среды, LTO, неразрушающий контроль)
- Безопасность (Обоснование безопасности, анализ общих гармонических искажений, топливо и физические характеристики)
- Конструирование (Электростанции, крупные инфраструктуры, проектно-конструкторские услуги)
- Управление топливным циклом и отходами
- Физика реакторов (Испытание материалов, оценка облучения, крупные исследовательские инфраструктуры)
- TSO – Исследовательский центр Rez (Техническая поддержка регулирующих органов)

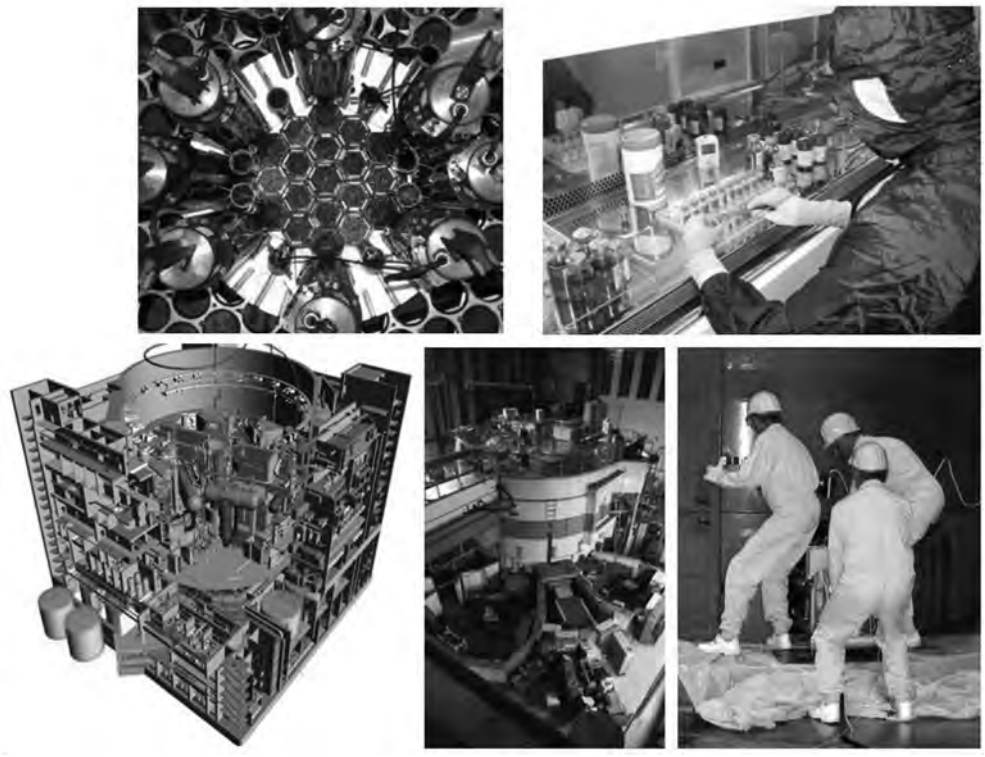


Рис. 2. Деятельность Института UJV Rez по исследованиям и обслуживанию

- Радиофармацевтический препараты (SPECT, PET, специальные средства)

Научно-исследовательский институт электроэнергетики (EPRI)

Научно-исследовательский институт электроэнергетики, (EPRI) является независимой некоммерческой организацией, которая объединяет ученых и инженеров, а также экспертов из научного сообщества и отрасли, для проведения исследований и разработок, связанных с производством, поставкой и использованием электроэнергии для решения многих задач, включая обеспечение надежности, эффективности, охраны труда, окружающей среды и безопасности общества. НИИ электроэнергетики также осуществляет оценку технологий, анализ стратегий и экономический анализ для долгосрочного планирования научно-исследовательских и конструкторских работ, а также поддерживает исследования в области новейших технологий. НИИ представляет более 90 процентов электричества, генерируемой и поставляемой в Соединенных Штатах, а международное участие охватывает около 40 государств.



Рис. 3. Портфолио НИИ электроэнергетики (EPRI)

НИИ электроэнергетики был основан в 1973 г., и на сегодняшний день в нем работает 450 человек. Бюджет ядерной программы составляет около 145 миллионов долларов США.

Первые этапы

Впервые НИИ Rez участвовал в деятельности НИИ электроэнергетики (EPRI) в течение нескольких лет в Программе исследований методов неразрушающего контроля (NDE) (с 1994 года) и в Группе EPRI CHUG/CHECWORKS с 1993 года.

Такое участие оказалось очень благотворным для НИИ Rez. В 2009 году начались переговоры между НИИ Rez и компанией CEZ (Крупнейший производитель электроэнергии в Чешской Республике, материнская компания Института UJV Rez) и между CEZ и НИИ электроэнергетики (EPRI) с целью вступления компании CEZ в члены EPRI в 2010 году.

В 2011 году CEZ стала членом EPRI на три года (2011- 2013). Такая возможность означает не только доступ к базе знаний EPRI для Института UJV Rez и его дочерних предприятий, а также позволяет UJV Rez принимать участие в исследовательской деятельности и предоставлять другим членам EPRI ценные результаты исследований.

Членство в EPRI

Институт UJV Rez и его материнская компания CEZ создали специальный проект по сотрудничеству в рамках членства в EPRI для извлечения максимальных преимуществ и использования базы знаний EPRI. В этом проекте был создан ряд экспертных групп, включающий персонал из обеих компаний. Эксперты из фирмы CEZ определили интересующие области и темы для исследования, а персонал UJV изучил базу данных EPRI и предложил решения, применимые для электроэнергетических служб CEZ. Управление проектом осуществлялось руководством фирмы CEZ и контролировалось назначенными партнерами из UJV Rez. Технические спецификации и руководство исследованиями рассматриваются в ходе переговоров между руководителями конкретных исследовательских программ. Исследования и передача знаний проводятся выделенными исследовательскими группами в рамках UJV Rez.

Компания CEZ и Институт UJV Rez участвовали в организации нескольких совещаний в Чешской Республике, в частности, *Европейский Семинар по Системам Контроля и Управления, Совещание по пересмотру основных принципов, касающихся водно-химического режима первичного контура реактора с водой под давлением.* Эти совещания служат, в основном, для создания сети экспертов в интересующей области и для передачи знаний и технологий.

Текущие проекты

Институт UJV Rez предложил 12 тем, имеющих взаимный интерес для EPRI и CEZ, для оценки осуществимости исследовательских программ (табл. 1).

Таблица 1. Перечень предлагаемых тем для сотрудничества с EPRI

Исследования ухудшения материалов вследствие нейтронного и гамма излучения
Исследования свойств современных материалов в условиях активной зоны реактора
Исследование ухудшения бетона при постоянном облучении
Вероятностная оценка риска понижения мощности и останова – необходимость модели HRA (оценка человеческой надёжности)
Предоставление ценной информации для модели человеческой надежности
Поддержка работ по реконструкции Фукусимы – 2 темы
Поддержка при оценке процесса по контролю старения стенок бассейна выдержки ТВС (при отсутствии прямого неразрушающего контроля стенок)
(1) Испытательная база и ухудшение сварочного металла в связи с микробиологической коррозией (МБК); (2) Оценка других “быстрых” оценочных испытаний (CPT, PRE) для сопротивления МБК, и взаимосвязь с данными контура
Оценка теплового старения труб ПНД
Данные из цифровых систем СКУ – 2 темы

Четыре из этих предложений уже были приняты руководством EPRI, и соответствующие программы начнутся в 2013 г.

Вероятностная оценка риска понижения мощности и останова. Основная цель этой программы заключается в передаче «ноу-хау» и опыта применения метода вероятностной оценки риска института UJV Rez в EPRI. Одна из конкретных задач включает ревизию проекта нового стандарта ANS LPSD PRA (Американский Национальный Стандарт по Вероятностной оценке риска понижения мощности и останова). Эта ревизия должна отражать опыт работы персонала UJV Rez и стандартов по безопасности EPRI, которые были разработаны при сотрудничестве с экспертами UJV Rez.

Сбор данных моделирующей системы в поддержку HRA – оценка человеческой надежности. Программа нацелена на передачу знаний и опыта UJV Rez в EPRI, в частности, методов сбора и анализа данных, полученных после обучения персонала диспетчерской. Основная задача сбора и анализа данных состоит в передаче ценной основы для проектов PRA (Вероятностная Оценка Рисков) и других областей, связанных с человеческим фактором.

Опыт эксплуатации АЭС «Темелин» в использовании цифровых СКУ. АЭС «Темелин» – это одна их первых АЭС в мире по внедрению цифровой системы контроля и управления, со значительным опытом и знаниями, имеющими большую важность для электроэнергетических компаний в процессе планирования или строительства, или для компаний, которые намереваются модернизировать свои системы контроля и управления. В реализации этой программы будет участвовать опытный персонал компании CEZ.

Уроки, полученные после замены аналоговой СКУ на цифровую СКУ на АЭС «Дукованы». Проект имеет огромные преимущества для всех электроэнергетических компаний, планирующих или осуществляющих модернизацию систем контроля и управления. Многие электроэнергетические компании во всем мире в настоящее время сталкиваются с проблемами, связанными моральным и технологическим старением релейных систем и окончанием жизненного цикла компонентов СКУ. Опыт в модернизации системы СКУ на АЭС «Ду-

кованы» может помочь другим электроэнергетическим компаниям сэкономить деньги и время.

Преимущества

Сотрудничество между EPRI и UJV Rez имеет значительные преимущества не только для UJV Rez с точки зрения передачи знаний, но также для EPRI и CEZ.

Институт UJV Rez имеет солидную научно-исследовательскую и конструкторскую базу, которая была значительно расширена и обогащена техническими отчетами, полученными из базы данных EPRI и в ходе совещаний с экспертами и руководителями EPRI. Преимущества CEZ состоят в той добавленной стоимости, которую институт UJV Rez привнес в базу знаний EPRI в форме ноу-хау с результатом своих исследований. Основные области, интересующие CEZ в базе данных EPRI, включают техобслуживание и надежность (*База данных профилактического техобслуживания, Техническое обслуживание, ориентированное на обеспечение надёжности)*. Компания также принимает участие в программе ANT.

Благодаря установленному сотрудничеству и четырем программам, представленным на широкое одобрение, другие компании, эксплуатирующие станции с реакторами ВВЭР, могут также обращаться к базе знаний EPRI, что позволит расширить опыт и знания.

СОТРУДНИЧЕСТВО МЕЖДУ ФИНЛЯНДИЕЙ И ПРИГРАНИЧНЫМИ АЭС РОССИИ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Reponen H., Olkonen I.

Управление по ядерной и радиационной безопасности - STUK, Хельсинки, Финляндия

Любая крупная ядерная авария на какой-либо атомной электростанции стимулирует государства к развитию сотрудничества и обеспечению прозрачности в области ядерной безопасности. После аварии на Фукусиме все мировые электроэнергетические компании и регулирующие органы начали проводить стресс-тесты для изучения возможности установок выдерживать экстремальные нагрузки и для сравнения результатов и предлагаемых ответных мер.

Сразу же после аварии на американской атомной станции TMI в 1979 году были приняты подобные меры, хотя в то время эти меры носили более региональный характер. Институт по эксплуатации АЭС в США был образован для обмена информацией между эксплуатирующими организациями США. В Советском Союзе для этих же целей был создан ВНИИАЭС. Агентство по ядерной энергии АЯЭ/МАГАТЭ запустило Систему отчетности о происшествиях, и МАГАТЭ начади проводить инспекции OSART (Группы по экспертизе оценки эксплуатационной безопасности).

Авария в Чернобыле в 1986 году оказала более серьезное влияние. Для обмена информацией между всеми мировыми ядерными эксплуатирующими организациями была создана Всемирная ассоциация операторов АЭС (WANO). МАГАТЭ приняли шкалу INES (Международная шкала ядерных событий) для иллюстрации серьезности происшествий. В Советском Союзе был создан Институт проблем безопасного развития атомной энергетики Российской академии наук (ИБРАЭ).

Большое развитие получила программа модернизации всех разработанных Советских реакторов. Политические изменения, которые произошли в течение нескольких лет в Восточной Европе, обеспечили возможность для более тесного сотрудничества в этой области. Между рядом государств были заключены двусторонние соглашения, также были введены в действия многосторонние документы. На протяжении нескольких лет было введено множество программ о сотрудничестве. Финляндия, Швеция и Норвегия продолжили свои усилия в этом направлении.

В Финляндии эксплуатируются два советских реактора (ВВЭР-440/213) на АЭС «Ловииса», что представляет достоверные знания о технологии ВВЭР. С момента ввода в эксплуатацию блоков АЭС «Ловииса» в 1977 и 1981 гг. произошли существенные изменения в свете обеспечения безопасности, при которых учитывались инициативы, сформированные после глубоких исследований, накопленный опыт эксплуатации на других установках и в других отраслях. Опыт, полученных после принятия мер на собственной установке, использовался в программе двустороннего сотрудничества в отношении приграничных АЭС России. Блоки Кольской АЭС сравнивались непосредственно с реакторами ВВЭР-440, тогда как реакторы РБМК-1000 на Ленинградской АЭС также требовали подобных мер по повышению безопасности. Огромный объем совместных работ на Кольской АЭС направлен на обеспечение безопасности в случае пожара. На протяжении нескольких лет все функции безопасности пересматривались с точки зрения риска пожара. Это привело к изменениям в области систем обнаружения пожара, пожаротушения, огнестойкой изоляции, пожарной вентиляции и т.д. В качестве основного усовершенствования в 2001 году на Кольской АЭС была завершена полностью независимая дополнительная система подачи воды по примеру системы, внедренной на АЭС «Ловииса» на десять лет раньше.

Быстрое развитие произошло с момента строительства этих установок в 70-х годах, что касается неразрушающего контроля компонентов под давлением. Организации обменивались информацией и опытом для увеличения объема, степени и надежности такого контроля.

Система отображения показателей безопасности, используемая на Кольской АЭС, разрабатывалась при сотрудничестве с финскими экспертами на основе системы, которая впервые была установлена на АЭС «Ловииса».

В 2010 году Управление по ядерной и радиационной безопасности STUK завершило работу над созданием руководства по всем вопросам усовершенствования безопасности, реализованным на АЭС «Ловииса» после ее ввода в эксплуатацию. На специальном совещании эти меры были рассмотрены вместе с представителями руководства Кольской АЭС. Изменения и состояние каждой функции безопасности рассматривались и сравнивались с соответствующей ситуацией на Кольской АЭС. На сегодняшний день недостатки, которые имели место в первоначальной конструкции, были более или менее устранены на обеих станциях. Между тем, общую озабоченность на предстоящие годы вызывают такие аспекты, как влияние старения компонентов, а также крупные работы по модернизации систем контроля и управления.

Уроки, полученные после Фукусимы, применим к конкретной площадке, и соответственно, с этой точки

зрения не требуются совершенно одинаковые мероприятия на АЭС «Ловииса» и Кольской АЭС не требуется. Тем не менее, определенные контрмеры, например, увеличение источников электроэнергии и воды, несомненно, идентичны.

Вводная информация

Совместные действия между Финляндией и Россией в области ядерных программ начались в конце 1960-х годов, когда был подписан договор о поставке двух советских реакторов ВВЭР-440 на АЭС «Ловииса» в Финляндии. Благодаря плодотворному сотрудничеству экспертов двух соседствующих государств, была построена АЭС «Ловииса», и энергоблоки были введены в эксплуатацию в 1977 и 1981 гг. Целью последующих договоров о сотрудничестве было строительство в Финляндии крупной модели реактора ВВЭР-1000. Эти работы были прерваны в связи с Чернобыльской аварией в 1986 году. После этого события Финские эксперты принимали участие в разработке эволюционной модели ВВЭР-91, которая предлагалась для Китайского рынка. В новом тысячелетии мнение общественности в Финляндии изменилось к лучшему, то есть, общественное мнение одобряет строительство новых реакторов. К сожалению, Российские альтернативы нового реактора для Финляндии не имели успеха в процессах торгов.

Совместная регулирующая деятельность между двумя государствами началась много лет назад, так как до 1984 года в Советском Союзе не было независимого национального органа ядерного регулирования. Соглашение о сотрудничестве между STUK и Госатомнадзором было подписано в 1988 году. С тех пор сотрудничество активно продолжается.

Политические изменения в Советском Союзе в 1991 году означали начало нового периода взаимодействия по вопросам ядерной безопасности. С одной стороны, проблема в области обеспечения безопасности советских реакторов привела к международному требованию остановить все реакторы ВВЭР-440/230 и РБМК. С другой стороны, были введены программы двусторонних и многосторонних соглашений с целью повышения безопасности этих реакторов на некоторое время работы до их окончательного вывода из эксплуатации.

Финляндия присоединилась к многосторонним программам, проводимым ЕС, МАГАТЭ и ЕБРР. Однако основные усилия были направлены на прямое двустороннее сотрудничество. В январе 1992 года между Правительствами Финляндии и России было подписано соглашение о двустороннем сотрудничестве в нескольких областях, включая радиационную и ядерную безопасность.

Сотрудничество с АЭС

Опыт, полученный после проведения модификаций и модернизации на блоках ВВЭР-440 АЭС «Ловииса», в большей степени, применим непосредственно к Кольской АЭС. Но оказалось, что блоки РБМК-1000 на Ленинградской АЭС также требовали подобных действий по усовершенствованию безопасности.

С Финской стороны координация сотрудничества с Ленинградской АЭС осуществлялась регулирующим органом STUK. На Кольской АЭС компания Fortum, эксплуатирующая АЭС «Ловииса», начала планировать необходимые мероприятия по усовершенствованию безопасности на основании опыта эксплуатации собственной установки. Позднее координация сотрудничества также стала частью программы, переданной финскому регулирующему органу STUK.

Сотрудничество с Ленинградской АЭС

Финская программа сотрудничества была сконцентрирована на областях, в которых согласно оценкам следовало существенно ограничить риски, исходя из опыта и инженерной практики, но без глубокого исследования конкретных характеристик технологии РБМК. Дальнейшим шагом для определения более специфических областей РБМК, требующих усовершенствования в рамках международного сотрудничества по вероятностной и детерминистической углубленной оценки безопасности Ленинградской АЭС, было присоединение STUK в 1997 году.

С самого начала основные области сотрудничества включали эксплуатационную безопасность, надежность компонентов под давлением и противопожарную защиту. Позднее в программу были добавлены новые области сотрудничества, такие как повышение физической защиты, усовершенствование электрических систем и оценка безопасности хранилища отработанного топлива.

Эксплуатационная безопасность

Исходной точкой для сотрудничества была оценка эксплуатационной безопасности Ленинградской АЭС, которая была проведена в 1992 году Российским Регулирующим органом Госатомнадзор и финскими экспертами. Совместная экспертиза эксплуатационной безопасности на Ленинградской АЭС была проведена в октябре 2007 года для проверки результатов после 15 лет сотрудничества.

Технические командировки экспертов Ленинградской АЭС в Финляндию проводились в рамках этого сотрудничества. Во время этих визитов экспертам представлялись практики работы, применяемые на атомной электростанции «Олкилуото» в Финляндии. Эти практики включали управление безопасностью, обучение персонала, техобслуживание, радиационную безопасность, техническую поддержку и т.д.

Сотрудничество в области управления информацией и документацией началось с 1994 года. В рамках этой деятельности рассматривались графики отключений и документация по техобслуживанию. Система управления документацией была расширена с учетом требований оценки пожарной безопасности и необходимости проведения неразрушающего контроля компонентов под давлением.

Целостность компонентов под давлением

В начале взаимные визиты между экспертами Финляндии и Ленинградской АЭС проводились с целью демонстрации состояния методик неразрушающего контроля, используемых соответственно в Финляндии и на Ленинградской АЭС. Были даны рекомендации по улучшению контрольно-измерительного оборудования на ЛАЭС. Были подготовлены процедуры испытаний и организованы курсы подготовки инспекторов на ЛАЭС и в Финляндии. Некоторые компоненты оборудования для ультразвуковых и радиографических испытаний и другие небольшие устройства контроля были доставлены на ЛАЭС, среди которых были сканеры для механизированной ультразвуковой аппаратуры. Группы финских инспекторов провели инспекцию выбранных

трубопроводов сосудов под давлением на ЛАЭС при использовании западного оборудования.

В конце 1990-х годов были проведены глубокие исследования в области достоверности критерия «утечки перед разрывом» на основе материалов трубопровода первичного контура реактора РБМК. Специалисты технического исследовательского центра Финляндии (VTT) проанализировали образцы стали 22К и провели комплексные расчеты на прочность. С 2000 по 2002 гг. в МАГАТЭ была проведена многосторонняя программа для исследования явления межкристаллитного коррозионного растрескивания, разрушающего компоненты реактора РБМК. В рабочую группу по проведению комплексной оценки входили финские эксперты.

В 1998 году на ЛАЭС было поставлено оборудования по ультразвуковому контролю SAFT. Были сформированы обучающие курсы по использованию данного оборудования, включая практические применения на блоках станции. Специалистами Технического исследовательского центра была проведена сертификация экспертов ЛАЭС по использованию метода SAFT.

В 2000 году был завершен совместный проект между Норвегией (Statens Strålevern) и Финляндией (STUK, VTT) по поставке устройств дефектоскопии методом вихревых токов на ЛАЭС. Финский регулирующий орган STUK организовал закупку оборудования и обучение экспертов ЛАЭС.

Эксперты Технического исследовательского центра внедрили механизированную систему ультразвукового контроля на базе устройств SUMIAD и MASERA, поставленных ТЕХНОАТОМом. В 2002 году была завершена процедура валидации согласно европейской процедуре ENIQ для проведения контроля швов трубопроводов первичного контура из аустенитной стали 300 мм. В 2004 году был завершен соответствующий двухгодичный проект валидации метода инспекции SUMIAD в отношении сварных швов из углеродистой стали трубопроводов первичного контура, 800 мм.

В 2005 году на ЛАЭС было поставлено оборудование ультразвукового контроля и сканер для трубопроводов 800 мм.

Принятие системы ультразвукового контроля с технологией фазированной решетки (ФАР) началось в 2006 году, когда Финские эксперты разработали полуавтоматическую систему «Omniscan» для трубопроводов 300 мм на ЛАЭС. Позднее технология ФАР была разработана для контроля нескольких объектов, таких как трубопроводы, условным диаметром 800 и 200 мм, основания лопастей турбины и верхняя часть топливного канала в реакторном отделении.

Антикоррозионная защита трубопроводов производственной воды посредством покрытия из полиэфирного волокна была внедрена на Блоке 1 в 2004 году, на Блоке 2 в 2006 году, на Блоке 3 в 2007 году и на Блоке 4 в 2009 году.

Сотрудничество в области пожарной безопасности

Деятельность в рамках двусторонних соглашений играет значительную роль в дальнейшей реализации пяти крупных программ по усовершенствованию безопасности ЛАЭС в рамках международных программ (например, ЕБРР/Управление национальной безопасности и ЕС/ ТАСИС) и на самой ЛАЭС.

Финляндия поставила пять устройств защиты для поддержки концептуального проекта конструктивного усовершенствования пожарной безопасности и провела моделирование пожаров в рамках Анализа пожарной опасности.

Эксплуатационное противопожарное оборудование, например, огнетушители, шланги и т.д., а также противопожарное снаряжение для пожарной бригады станции, было доставлено для ЛАЭС и пожарных бригад.

Значительным вкладом явилась поставка в 1995 году радиотелефонной системы связи в случае пожаров и других аварийных ситуаций. Позднее радиотелефонная система была заменена новой системой в рамках Шведской двусторонней программы.

В 1999 году в части Анализа пожарной опасности Блока 3 ЛАЭС было проведено моделирование пожара для трех жизненно важных систем (пожар вследствие возгорания смазочного масла главного циркуляционного насоса, пожар в кабельном помещении и возгорание масла главного трансформатора).

Обучающие курсы по противопожарной защите организуются ежегодно с 2004 года.

В 2007-2008 годах финский регулирующий орган STUK и шведская международная программа провели общий проект по модернизации противопожарной двери и пожарных заслонок.

В 2008 году Технический Исследовательский Центр (VTT) провел исследование о возможности применения технологии пожаротушения тонко распыленной водой для защиты наиболее распространенных очагов возгорания на атомных электростанциях, таких как возгорание масла и пожары, инициируемые электрическим оборудованием.

Проект разработки дистанционной системы управления для водяного пожаротушения начался в 2008 году, в 2010 году установка системы была завершена. Подобные работы были проведены в отношении дистанционного контроля пожарных заглушек в 2009 году. В настоящее время осуществляется поставка системы управления.

Усовершенствование электрических систем

Опыт эксплуатации реакторов любой конструкции подтверждает, что электрические системы являются самыми уязвимыми с точки зрения пожаров и других инцидентов. Следовательно, повышение безопасности и надежности электрических систем имеет также особую важность для Ленинградской АЭС.

В этой области были осуществлены некоторые из основных поставок: узел питания системы оперативного газового анализатора для трансформаторов, система контроля безопасности для наружных кабельных трасс и расширение системы охранного видеонаблюдения замкнутого контура в целях эксплуатационной безопасности.

В связи с аномально высокими уровнями воды за последние годы была внедрена надежная система раннего оповещения высокого уровня воды. Позднее подразумевалось связать этот контрольный пост с системой контроля и оповещения Балтийского моря.

Хранилище отработанного топлива

Общественное беспокойство, связанное с возможностью утечки радиоактивной воды из промежуточного хранилища отработанного топлива ЛАЭС в Финский залив, привело к началу сотрудничества в этой области в 1996 году. Это касается как обнаруженных видимых утечек, так и плана увеличения площади хранилища посредством компактного размещения топливных сборок.

Эксперты STUK провели инспекцию хранилища при сотрудничестве с Российским регулирующим органом. Угроза прямой радиоактивной утечки в Финский залив была исключена с высокой степенью вероятности благодаря технической концепции хранилища. Тем не менее, некоторые дефекты были обнаружены в бассейнах ОЯТ, которые требовали восстановительных мер. Совместными усилиями финских экспертов и экспертов ЛАЭС в 1997 году был проведен контроль герметичности бассейнов. Эксперты ЛАЭС завершили инспекцию при использовании оборудования, поставленного из Финляндии. После надлежащей герметизации бассейнов ОЯТ появилась возможность для экспертов ЛАЭС устранить утечки металлической оболочки во всех бассейнах.

Повышение физической защиты

Физическая защита атомной электростанции предназначена для предотвращения человеческих действий, предпринимаемых с целью снижения безопасности установки или создания риска нарушения ядерных материалов.

Финская программа двусторонней поддержки направлена на повышение защиты конструкций, которые включают ядерные материалы и оборудование или системы, связанные с безопасностью, а также на повышение контроля доступом и общего надзора на площадке станции. Программа была запущена в 1995 году, и первый комплект оборудования был поставлен и установлен в 1996 году, включая охранные турникеты на полную высоту и оборудование охранного видеонаблюдения замкнутого контура. Установленные турникеты используются и в настоящее время. Центральные блоки системы охранного видеонаблюдения замкнутого контура будут перемещены в новую промышленную систему видеонаблюдения, которая находится в стадии реализации в рамках программы усовершенствования электрических систем. Также продолжаются работы по технической поддержке системы контроля доступа, первоначально финансируемой ЕБРР, при использовании финского оборудования.

Углубленная оценка безопасности

Современная технология анализа на ЛАЭС основана на опыте, полученном в ходе проекта вероятностной и детерминистической оценки безопасности на Блоке 2 ЛАЭС в 1997-1999 гг. Финские эксперты начали работу в качестве независимых экспертов по данному проекту. Проект LISA-2 (1999-2001 гг.) включал часть вероятностного анализа безопасности, который назвался ВАБ, Стадия 3. Было принято решение о развитии существующего вероятного анализа безопасности.

Для Блока 1 ЛАЭС, идентичного проекту LISA-1 (2002-2003 гг.), была разработана специальная модель ВАБ для использования классификации вопросов безопасности на основании информации о рисках и для определения приоритетов мер по повышению безопасности. В части проекта LISA-1 было проведено моделирование пожара для трех типовых помещений (дуговой пробой в помещении распредустройства на 6 кВ, пожар масляного резервуара в машзале и пожар в электрическом шкафу в главном щите управления).

В 2003-2007 гг. работа в рамках проекта LISA была продолжена под названием LISA-C, в котором приняли участие Российские, Шведские, Британские и Финские эксперты. Основные области финского участия в проекте LISA-C включали оценку внутренних и внешних опасностей, методологическую поддержку вероятностной оценки. Основная задача – это развитие существующей концепции ВАБ для определения последующих мер повышения безопасности в режиме работы на полной мощности. Началась дополнительная разработка методологии ВАБ, включающая режимы малой мощности и отключения. Программа расчета HiDep была представлена в Лабораторию ВАБ ЛАЭС для последующего усовершенствования оценки отказов по общей причине. В октябре 2007 года в Сосновом Бору состоялась конференция, на которой рассматривались задачи ISA для Блоков 1 и 2.

После создания комплексной модели ВАБ для АЭС ее можно было использовать разными способами для оптимизации рабочих функций. Одним из применений, связанных с неразрушающим контролем, является «Инспекция в процессе эксплуатации на основании информации о рисках». В 2008 году в Финляндии был организован семинар для демонстрации Российским экспертам мер, принятых в Финляндии по данному вопросу, а также других известных мировых практик проведения инспекций в процессе эксплуатации на основании информации о рисках. Благодаря тесному сотрудничеству между регулирующими органами, эксплуатирующими организациями и исследовательским институтом концепция была принята в Финляндии.

Другим решением комплексной модели ВАБ является контроль рисков. В лаборатории ВАБ ЛАЭС такая функция была введена для пробного использования. В 2010 году эта функция была проверена шведскими и российскими институтами.

В 2008 году Технический Исследовательский Центр (VTT) провел моделирование пожара в типовом кабельном помещении в качестве примера для обучения экспертов Ленинградской АЭС. Моделирование пожара также включало моделирование и оценку эффективности типовой стационарной системы водяного пожаротушения, установленной в кабельных помещениях на Российских АЭС.

В 2009 году началась программа поддержки применения анализатора APROS для проведения детерминистической оценки в рамках ISA (например, учет критериев успешного исхода анализов аварий). Анализатор APROS, разработанный в Финляндии компанией Fortum и Центром VTT, способен контролировать нейтронную кинетику, термогидравлические характеристики, технологические системы и их автоматику. Анализатор APROS не содержит встроенную модель реактора РБМК, но ЛАЭС выразили готовность создать такую модель или ее часть собственными ресурсами.

Сотрудничество с Кольской АЭС

Программа сотрудничества с Кольской АЭС началась с планирования технических усовершенствований безопасности и передачи Кольской АЭС знаний Западных практик повышения безопасности, основанных на опыте эксплуатации АЭС «Ловииса» и использовании реакторов ВВЭР в целом финскими экспертами. В то же время была введена программа оказания технической поддержки персоналу Кольской АЭС для дальнейшей разработки методов эксплуатации и обслуживания. Поставка оборудования играла важную роль, и эта задача была успешно выполнена в рамках шведских и норвежских программ сотрудничества.

Эксплуатационная безопасность

Технические визиты российских экспертов в Финляндию составляют важную часть данной программы. В ходе этих визитов экспертам представлены практики работы, используемые на Финских АЭС, включая обучение персонала, обслуживание, эксплуатацию, радиационную безопасность, обработку и удаление радиоактивных отходов и т.д.

В работе, которая началась в 1994 году, для Блоков 1 и 2 Кольской АЭС был представлен Финский учебный тренажер APROS. В 1999 году тренажер был официально одобрен Российским регулирующим органом, после чего финский регулирующий орган STUK передал тренажер другому бенефициарию в России.

В 1995 году станционный анализатор APROS был поставлен на Кольскую АЭС. Его продолжают использовать для анализа и планирования мероприятий при активной поддержке Fortum. Обучение пользователей анализатора APROS продолжилось недавно в сентябре 2010 года на совместном семинаре, организованном для всех российских (и украинских) пользователей APROS в области ядерной энергетики.

В рамках норвежских и финских программ сотрудничества на Блоки 1 и 2 (в 2000 г.) и Блоки 3 и 4 (в 2004 г.) Кольской АЭС были поставлены системы отображения показателей безопасности. Система также была интегрирована в полномасштабный учебный тренажер. Разные версии системы требуют определенных мер по модернизации.

В 2003 году долгосрочное сотрудничество регулирующего органа STUK с Учебным Центром Ленинградской АЭС в области подготовки персонала при поддержке компании TVO Nuclear Services было продлено с целью привлечения инструкторов в Учебный Центр Кольской АЭС.

Другие меры повышения технической безопасности

Эта часть программы включает сотрудничество в области планирования технических мероприятий по усовершенствованию безопасности, передачи знаний Западных практик в этой области, основанных исключительно на опыте эксплуатации АЭС «Ловииса».

В качестве примера актуальной проблемы, требующей срочного разрешения, были фильтры отстойников в системе аварийного охлаждения активной зоны реактора. Для сокращения риска блокировки требовались конструктивные изменения. В Финляндии была создана и протестирована модель фильтра при использовании фактических изоляционных материалов трубопровода с Кольской АЭС. На основании результатов испытаний окончательные переконструированные фильтры отстойников были установлены на Блоках 3 и 4 Кольской АЭС собственными ресурсами АЭС. (На блоках 1 и 2 нет соответствующей системы аварийного охлаждения активной зоны реактора).

В 2004 году STUK объединили общий скандинавский проект системы видеонаблюдения в защитной негерметичной оболочке на Блоках 3 и 4. Проект первоначально финансировался Министерством Иностранных Дел Норвегии и SKI-ICP. Сотрудничество продолжилось со шведской компанией SSM на других блоках.

В 2009 году проект сотрудничества с SSM начался с защиты против коротких замыканий, сверхтоков и коротких замыканий на землю. Система защиты существовала с 1970 года. Модернизация автоматизированной системы дизель-генератора финансировалась Швецией и Норвегией в 2003-2008 годах.

Усовершенствование противопожарной защиты

В 2002-2005 гг. STUK и Шведская Международная Программа начали общий проект по модернизации системы обнаружения пожаров на Блоках 3 и 4. Совместный проект по улучшению системы вентиляции электрических щитов управления на Блоках 3 и 4 был завершен в 2006 году. Он включал поставку пожарных заслонок, электрического оборудования и пожарной изоляции. Соответствующий проект по расширению системы обнаружения пожаров в помещениях электрического оборудования был запущен в 2008 году.

В 2008 г. Технический Исследовательский Центр (VTT) поручил провести исследование, чтобы сделать заключение о применимости технологии пожаротушения тонко распыленной водой в случае возгорания масла и пожаров, инициируемых электрическими устройствами. Общие проекты с SSM (Швеция), включающие поставку пожарных заслонок и систем пожаротушения тонко распыленной водой «Hi-Fog», были запущены в 2009 году и все еще продолжаются.

Анализ безопасности

В соответствии с требованиями Российского регулирующего органа Кольская АЭС поддерживает актуальное состояние следующих отчетов об обосновании безопасности: Анализ пожарной опасности, Вероятностный Анализ Безопасности, углубленный анализ безопасности. Некоторые западные страны поддерживают эти усилия в рамках двусторонних программ о сотрудничестве в области обеспечения безопасности.

По мере финского участия в работе по вероятностному анализу безопасности были организованы трехсторонние совместные семинары, посвященные опыту в области вероятностного анализа безопасности станций с реакторами ВВЭР (Кольская АЭС и АЭС «Ловииса»), при участии STUK, Кольской АЭС и организации технической поддержки (НТЦ ЯРБ) Российского регулирующего органа.

Деятельность Кольской АЭС в области анализа пожарной опасности осуществляется на основании Руководств, разработанных Департаментом Энергетики США совместно с российскими и украинскими организациями. Регулирующий орган STUK поддерживает программу оценки пожарной опасности с 1999 года при сотрудничестве со шведскими и норвежскими организациями. Финские эксперты концентрируют внимание на анализе пожарной опасности машзала с целью определения необходимых усовершенствований установки. Для этой цели Fortum Nuclear Services и VTT провели экспертизу анализа пожарной опасности машзала, подготовленного ВНИИПО (Всероссийским Исследовательским Институтом по противопожарной защите) в 2001 году.

В 2008 г. по распоряжению Технического Исследовательского Центра (VTT) было проведено моделирование пожара в типовом кабельном помещении в качестве примера для подготовки экспертов Кольской АЭС. Пример моделирования пожара также включал моделирование и оценку эффективности типовой стационарной системы водяного пожаротушения, установленной в кабельных помещениях на Российских АЭС.

После создания комплексной модели ВАБ для АЭС ее можно было использовать разными способами для оптимизации рабочих функций. Одним из применений, связанных с неразрушающим контролем, является «Инспекция в процессе эксплуатации на основании

информации о рисках». В 2008 году в Финляндии был организован семинар для демонстрации Российским экспертам мер, принятых в Финляндии по данному вопросу, а также других известных мировых практик проведения инспекций в процессе эксплуатации на основании информации о рисках. В это время Кольская АЭС приостановила двусторонние соглашения по данному вопросу в связи с ожиданием запуска проекта, финансируемого ЕС.

Для обеспечения безопасности машзала внимание также уделялось удалению дыма в случае пожаров. В 2010 году по распоряжению Исследовательского Центра VTT начались исследования с целью оценки соответствия существующих люков для удаления пожара в случае пожара в бассейне, а также определения того, какую роль играет разрушение окон, которое постулируется в ранних российских исследованиях. Также рассматривалось влияние замены оконных панелей.

В 2010 г. STUK опубликовал справочник всех изменений и модификаций, проведенных на АЭС «Ловииса» с момента ввода в эксплуатацию в 1977 г. Кольская АЭС имеет идентичную конструкцию, и этот документ можно использовать для сравнения принятых мер по усовершенствованию на двух станциях и для определения необходимости дополнительных мер в будущем на Кольской АЭС.

Целостность компонентов под давлением

При сотрудничестве в области изучения целостности компонентов финские эксперты организовали обучающие курсы по методикам ультразвукового контроля и контроля вихревыми токами. Первый обучающий курс был проведен для группы инспекторов на Кольской АЭС в 2004 г.

На основании положительных результатов, достигнутых на Ленинградской АЭС при финском/ российском сотрудничестве, Концерн Росэнергоатом поставил на Кольскую АЭС устройство ультразвукового контроля с фазированной решеткой «Omniscan». В декабре 2009 г. курс обучения использованию прибора Omniscan был проведен в Финляндии. В 2010 году была выдана лицензия на программное обеспечение.

Летом 2011 г. были согласованы задачи по разработке процедур ультразвукового контроля при использовании технологии ФАР на Кольской АЭС.

Сравнение мер повышения безопасности на АЭС «Ловииса» и Кольской АЭС

Работа по повышению безопасности, которая началась сразу же после ввода в эксплуатацию блоков на АЭС «Ловииса», продолжается по настоящее время. Необходимо принять меры по устранению недостатков в первоначальной конструкции, учесть во внимание новые требования и компенсировать влияние старения станции. Авария на АЭС «Фукусима-Дайичи» в Японии в марте 2011 года послужила своего рода стимулом для всех АЭС начать исследования по смягчению последствий аварий. Работа также продолжается на АЭС «Ловииса».

В 2010 году STUK опубликовал отчет «Повышение безопасности АЭС «Ловииса», оценка исторических фактов, текущего состояния и будущих перспектив.» Отчет представляет общий обзор всех мер, принятых с момента ввода в эксплуатацию блоков АЭС «Ловииса» в 1997 и 1981 гг. В некотором смысле сводный отчет АЭС «Ловииса» создавался для формирования базы знаний: многие эксперты, которые принимали участие в строительстве АЭС «Ловииса» и внедрении модификаций, уходят на пенсию, и соответственно самое время получить историю развития АЭС «Ловииса» в полном объеме, зафиксированную документально.

Сводный отчет обеспечил возможность для систематической оценки и сравнения опыта в области повышения безопасности на основе информации о риске. Этот отчет также позволяет понять, можно ли использовать информацию о мерах повышении безопасности, принятых на АЭС «Ловииса», на Кольской АЭС, чтобы установить потенциальные области, в которых могут потребоваться последующие экономичные меры по усовершенствованию. Затем эти меры можно применить, например, в рамках программы финско-российского сотрудничества (Nordic).

В феврале 2012 г. крупный семинар был организован в Хельсинки между экспертами Кольской АЭС и STUK для обмена опытом в области повышения безопасности на Кольской АЭС и АЭС «Ловииса» с момента ввода в эксплуатацию этих станций. Были обнаружены некоторые сходства в принятых мерах. В связи с отличиями в архитектурно-конструкторской концепции станций не все меры одинаково применимы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Благодаря взаимному сотрудничеству была получена ценная информация в области повышения безопасности и надежности на стареющих атомных электростанциях. Обе стороны желают продолжить эту работу, даже если общие условия существенно изменились по сравнению с той ситуацией, которая имело место в начале 1990-х гг.

Затраты на сотрудничество с финскими партнерами несет Правительство Финляндии. Какова причина, почему Финское Правительство после стольких лет все еще продолжает тратить деньги на программы сотрудничества в области ядерной безопасности с современной процветающей Россией?

С одной стороны безопасность приграничных атомных электростанций в России является абсолютным требованием; возможная авария на какой-либо атомной электростанции рядом с границей может оказать существенное влияние, достигнув до территории Финляндии.

С другой стороны еще имеются возможности для повышения культуры безопасности на каждом уровне Российского ядерно-энергетического комплекса. Это демонстрируется некоторыми некрупными происшествиями из ряда более крупных событий на Российских ядерных энергетических установках, находящихся в стадии эксплуатации или строительства, как гражданского, так и военного назначения.

Российским регулирующим органам в области ядерной безопасности требуется любая возможная поддержка для роста их компетенции и полномочий. В Западном мире существует твердое убеждение, что независимый регулирующий орган является лучшим гарантом для устойчивой радиационной и ядерной безопасности в стране.

Программа сотрудничества предлагает финским экспертам канал, который позволит им получать информацию о развитии безопасности на приграничных станциях. Такое решение возникло после визитов, свя-

занных с проектами поставки оборудования, отчетов инспекторов регулирующего органа об эксплуатационных событиях, и совместных инспекций, проводимых с Российскими регулирующими органами.

Для поддержки аварийной готовности хорошие личные отношения и тесные контакты с атомными электростанциями и регулирующей организацией имеют особую важность.

Постоянное сотрудничество и поставка запасных частей позволяют поддерживать работоспособность установленного ранее западного оборудования.

На основании этих фактов Правительство Финляндии выразило готовность продолжить поддержку программы сотрудничества на существующем уровне. Окончательное решение будет приниматься каждый год при согласовании государственного бюджета.

ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО РЕАГИРОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В БЕЛАРУСИ

Горбачева Н.В.
Объединенный институт энергетических и ядерных исследований-Сосны НАН Беларуси, г. Минск
Кувшинников А.В.
Департамент по ядерной и радиационной безопасности МЧС Беларуси, г. Минск

В соответствии с правительственным решением в Республике Беларусь создана и функционирует единая Государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (ГСЧС и ГО) [1]. Построение ГСЧС и ГО осуществляется по административно-территориальному и отраслевому принципам. ГСЧС имеет три уровня: I уровень – республиканский, II – территориальный (местный) и III – объектовый. Состав сил и средств, порядок выполнения задач и взаимодействие основных элементов, а также иные вопросы функционирования государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций решает Комиссия по чрезвычайным ситуациям при Совете Министров Республики Беларусь, республиканский центр управления и реагирования на чрезвычайные ситуации (РЦУ РЧС), территориальные и отраслевые подсистемы, подчиненные Правительству Республики Беларусь. Элементом единой ГСЧС и ГО является система аварийного реагирования на ядерные или радиационные аварии, в задачи которой входит обеспечение безопасности и защиты населения от чрезвычайных ситуаций в случае аварий на ядерно- и радиационно-опасных объектах. Для выполнения функции реагирования на радиационные аварии создана необходимая инфраструктура, подчиненная концепции интегрированного планирования [2].

Национальная правовая основа в области защиты населения и окружающей среды при ядерных и радиационных авариях в результате присоединения Республики Беларусь к международным договорам и ратификации основных Конвенций в области ядерной и радиационной безопасности приведена в соответствие с согласованными на международном уровне принципами.

Важным этапом по совершенствованию ГСЧС и ГО в части защиты населения при радиационных авариях в условиях развития атомной энергетики в Беларуси должна стать реализация положений по разработке и выполнению внутреннего и внешнего аварийных планов. Данные положения регламентируются постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 1242 от 27.08.2010 г. «Положение об условиях и порядке разработки аварийных планов», в соответствии которым внешний аварийный план должен быть разработан для объектов использования атомной энергии, находящихся на территории Республики Беларусь и за ее пределами на расстоянии до 100 километров от Государственной границы Республики Беларусь. В перечень объектов, кроме Ровенской и Смоленской атомных электростанций, попадают ядерно-и-радиационно опасные объекты на площадке Игналинской АЭС при снятии станции с эксплуатации и в зоне отчуждения Чернобыльской АЭС в Украине. Полные перечни объектов, а также информация о текущем состоянии аварийного планирования и готовности у наших потенциальных партнеров по реагированию, приведена в Национальных докладах Литовской Республики и Украины по «Объединенной Конвенции по обращению с отработавшим ядерным топливом и безопасности обращения с радиоактивными отходами» за 2011 год.

В соответствии с требованиями правительственного документа, внешний аварийный план разрабатывается в целях защиты жизни и здоровья граждан, охраны окружающей среды Беларуси при участии других государственных органов (Минприроды, МВД), органов местного управления с учетом международного опыта локализации и ликвидации радиационных аварий. Подготовка внутреннего плана предусматривает разработку рационального алгоритма действий персонала аварийного объекта, координированные процедуры взаимодействия с аварийно-спасательными службами по локализации и ликвидации радиационной аварии на всех стадиях ее развития. Потому сотрудничество с партнерами по аварийному реагированию в Российской Федерации, Литве и Украине является, на наш взгляд, необходимым условием для успешной реализации требований правительственного документа при подготовке внешнего и внутреннего планов для объектов использования атомной энергии, расположенных на сопредельных территориях необходимо.

В настоящее время международные организации МАГАТЭ и OECD/NEA ведут работу по развитию стратегии для национальных органов государственного реагирования, обеспечивающей возможность своевременного, эффективного и оптимального управления на каждом уровне действующей структуры аварийного реагирования, в т.ч. международном [12]. Предполагается, что итогом работы станет руководство по стратегическому предвидению (guiding strategic vision) и стратегии выбора контрмер, способствующему повышению эффективности принятия решения.

Целью данной работы является – теоретическое обоснование направления совершенствования системы аварийного реагирования в Беларуси, отвечающей требованиям текущего момента.

Предварительный анализ показал, что одна из наиболее развитых в организационном отношении систем, обеспечивающая защиту населения при авариях на объектах атомной энергетики, создана в настоящее время в Российской Федерации. Функции по защите населения при радиационных авариях на АЭС, реализованные в единой государственной системе предупреждения и

ликвидации чрезвычайных ситуаций РСЧС. Организационной структурой в составе концерна «Росэнергоатом», которая осуществляет аварийное реагирование, координацию действий сил аварийного реагирования и оказывает экстренную помощь АЭС при возникновении радиационной аварии или радиационно-опасной ситуации является группа оказания экстренной помощи атомным станциям (ОПАС). Группа ОПАС координирует свою работу с Кризисным центром концерна «Росэнергоатом» (КЦ РЭА) и комиссией по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности ФГУП концерн «Росэнергоатом» [3].

Несомненным достоинством организации системы аварийного реагирования являются центры технической поддержки (ЦТП), входящие в группу ОПАС, которые создаются в организациях Главных конструкторов, Генеральных проектировщиков, Научных руководителей АЭС в ведущих профильных институтах для научно-технической поддержки АЭС (на базе постоянно действующих подразделений). В задачи ЦТП при чрезвычайной ситуации входит анализ, прогноз развития и масштабов аварии, выработки грамотных рекомендаций по управлению аварией и проведению работ по ликвидации ее последствий. На КЦ РЭА возложена обязанность обеспечить организацию по оказанию экстренной помощи атомным станциям при радиационных авариях, организацию и руководство противоаварийной деятельностью на уровне ФГУП концерна «Росэнергоатом».

В Республике Беларусь действуют идентичные российским Нормы радиационной безопасности [4], регламентирующие принятие решений о мерах защиты населения производится на основе концепции предотвращаемой дозы.

Величина D_p, которая может быть получена населением и персоналом в случае ядерной и радиационной аварии, определяется различными возможными сценариями протекания аварии и эффективностью принятых контрмер по защите персонала и населения (эвакуации, укрытия, временного отселения, йодной профилактики, ограничения потребления некоторых продуктов питания). Ожидаемая предотвращенная доза определяется выражением

$$D_p = D_{\exp} - D_f, \qquad (1)$$

где D_{exp} – прогнозируемая ожидаемая эффективная эквивалентная доза от аварийных источников облучения, оцененная без учета контрмер; D_f - прогнозируемая ожидаемая эффективная эквивалентная доза с учетом планируемых контрмер и их эффективности. Тогда определяется выражением

$$D_p = \int_{t_0}^{t_0+\tau} \sum_i \sum_j \xi_{ij} (1 - k_{ij}) E_{ij}(t) dt, \qquad (2)$$

где ξ_{ij} – вероятность реализации i-го компонента облучения для j-го варианта возможного сценария аварии; k_{ij} – эффективность примененной контрмеры, изменяющаяся в пределах от 0 до 1; E_{ij} – соответствующая мощность экспозиционной дозы [5].

Выявление и анализ неопределенных факторов в модели объекта управления системы аварийного реагирования

Решения о проведении защитных действий должны приниматься исходя из условий, существующих во время аварии, и базируются на результатах оценки ожидаемого выброса радионуклидов в окружающую среду, т.е. в условиях неопределенности.

Выполним анализ эффективности функционирования системы аварийного реагирования, осуществляемого группой ОПАС, на основе материала, представленного в работе [3].

Целью управления системы аварийного реагирования является определение рациональных мер по защите населения на основании оценки предотвращаемой дозы, которая может служить в качестве обобщенного показателя эффективности системы реагирования на радиационные аварии. Модель объекта управления системы аварийного реагирования представлена соотношениями (1–3).

Для облегчения принятия решения на основе оценки предотвращаемой дозы принято выделять три основных периода облучения: острую фазу аварии, кратковременную и долгосрочную фазу. На каждом из временных периодов принимается решение, отвечающее уровню облучения и нормативным требованиям по ограничению ожидаемых негативных последствий для населения. Следовательно, совокупность операций, выполняемых системой аварийного реагирования по защите населения, представляет собой управляемый многошаговый процесс [6]: на каждом шаге принимается решение, от которого зависит не только результативность защиты населения на данном шаге, но и результативность управления системой аварийного реагирования в целом в течение всего времени выполнения комплекса мероприятий. Результативность принятия решения зависит от совокупности неопределенных факторов различной природы, которые можно разбить на шесть групп, представленных в таблице 1. Все наиболее значимые факторы, представленные в таблице 1, которые влияют на предотвращаемую дозу, подразделяются на следующие категории:

а) факторы группы 3, которые считаются известными и которые не могут быть изменены – условия проведения операции, α_3;

б) неопределенные (случайные факторы) групп 1, 2, определяющие условия формирования радиационной обстановки (условия облучения населения), неопределенные времена t_1 и t_2 из группы 6 – неизвестные условия проведения операции Y_i;

в) факторы групп 4, 5, которые можно выбирать по усмотрению лица, принимающего решение: защитные меры, направленные на снижение вероятности тяжелых последствий у населения – элементы решения (x_i). Ограничения, накладываемые на элементы решения, можно также рассматривать как заданные условия выполнения операции.

Подробней остановимся временных факторах, оказывающие существенное влияние на показатель эффективности выполнения защитных функций системы.

В реальных условиях при подготовке рекомендаций по мерам защиты оценка времени формирования выброса в атмосферу от начала аварии (t_1) и длительности выброса (t_2), играет принципиальное значение и определяет саму возможность предотвращения аварийной дозы.

Неопределенность в оценках этих величин может быть очень большой. Значение параметра t_3 – период времени от момента начала аварии до получения информации в ЦТП, зависит от времени, в течение которого начальник смены станции направит в КЦ оперативное

Таблица 1. Характеристики факторов и результаты оценки предотвращаемой дозы

Номер группы	Фактор *f*, категория	Источник информации	Неопределенность оценки
1	Параметры источника выброса: активность, нуклидный состав, эффективная высота, случайные, Y_{1i}	Прогноз группы ОПАС	Неопределенные внутренние условия: 10–100
2	Метеорологические данные (текущие и прогнозные): направление и скорость ветра, состояние устойчивости атмосферы, интенсивность и вид осадков и др., случайные, Y_{2i}	Метеостанции, локальная, региональная	Неопределенные внешние условия 10–100
3	Данные о численности населения, половозрастной состав и др.), α_{3i}	Данные о населенных пунктах в зоне наблюдения АЭС	Текущее состояние
4	Эффективность экстренной меры защиты, $x_{4,\gamma}$	Структуры реагирования на ЧС	≅ 30 %
5	Эффективность йодной профилактики, $x_{5i}(\tau)$	Структуры реагирования на ЧС	≤ 50 %
6	Эффективность функции защиты τ:	ГСЧС	Критическое время, $t_{кр}$

сообщение об аварии, а начальник смены КЦ направит это сообщение в ЦТП, т.е. от взаимодействия в рамках структуры оперативного реагирования. Параметр t_4 определяет время, необходимое в совокупности экспертной группе для оценки состояния реакторной установки и экспертной группе (группы ОПАС) по оценке радиационной обстановки и мерам защиты для оценки источника выброса, получения и согласования метеоданных. Времена t_5, t_6, t_7 связаны с подготовкой и согласованием рекомендаций по мерам защиты перед их передачей в орган местного самоуправления – процедурами, характеризующими эффективность организации системы реагирования в целом: t_5 – время, необходимое соответствующим ЦТП для подготовки рекомендаций по экстренным мерам защиты населения после получения исходных данных об источнике выброса; t_6 – время, необходимое для согласования рекомендаций по мерам защиты различных ЦТП, аварийной АЭС в экспертной группе по радиационной безопасности и мерам защиты группы ОПАС в КЦ; t_7 – время, необходимое для доклада Руководителю группы ОПАС и руководителю аварийных работ (директору аварийной АЭС) о согласованных рекомендациях по мерам защиты и принятия ими решения о передачи этих рекомендаций органам местного самоуправления (ОМС). Параметры t_8, t_9 определяются качеством функции по защите и обеспечиваются уровнем готовности системы реагирования: t_8 – время, необходимое ОМС для принятия решения о практическом проведении *i*-й мерой защиты с учетом соответствующих рекомендаций эксплуатирующей организации; t_9 – период времени от принятия решения ОМС на проведение *i*-й меры защиты до начала ее практического проведения. Параметр t_{10} – время, необходимое для проведения *i*-й мерой защиты в регионе конкретной АС с учетом масштаба радиационной аварии определяется одновременно характером меры защиты и аварийной ситуацией (масштабом аварии).

Представление функционирования системы аварийного реагирования при радиационных авариях в виде многошагового процесса управления дает возможность искать наилучший вариант защиты методом динамического программирования [6].

Управление U комплексом операцией в целом представляет совокупность пошаговых управлений

$$U = (U_1, U_2, U_3). \quad (3)$$

Эффективность управления U оценивается тем же показателем эффективности (уравнения (1)–(3), что и комплекс операций в целом:

$$D_p = D_p(U_1, U_2, U_3). \quad (4)$$

Цели оптимального управление: требуется выбрать такие пошаговые управления U_i – меры защиты, чтобы ограничить величину D_p необходимым и достаточным для данной ситуации уровнем вмешательства.

Организация оптимального управления методом динамического программирования проводится первый раз – от конца процесса к началу, в результате чего находятся условные оптимальные управления на каждом шаге и оптимальная результативность процесса в целом на стадии планирования операций; второй раз – от начала процесса к конечному шагу, в результате чего находятся оптимальные управления на всех шагах реализации системой аварийного реагирования комплекса мер защиты, приводящие к цели – минимизация последствий аварии для окружающей среды и населения. Эффективность систем управления ГСЧС при радиационных авариях определяется условием обеспечить предотвращение или смягчение тяжелых последствий от облучения у населения

$$D_p{}^j \le D_{кр}(D^j), \quad (5)$$

где $D_{кр}(D^j)$ – уровни вмешательства, регламентируемые нормативным документом в области радиационной безопасности, зависящие от ситуации и прогнозируемой дозы облучения D^j

Как следует из вида функционала, описывающего предотвращаемую дозу облучения (уравнения (1)–(4), показатель эффективности выполнения системой реагирования функции по защите обладает аддитивным свойством. Свойство аддитивности позволяет записать D^j_p отдельных этапов в виде суммы по трем временным этапам выполнения

$$D^j{}_p = \sum_{k=1}^{3} \sum_i (1 - k_i^j) E^j_i(t) \tau_k, \quad (6)$$

где τ_k – длительность каждого из трех этапов реагирования.

Дополнительное условие, предъявляемое к системе управления вытекает из положений о выполнении планов по защите (вмешательстве): промедление при проведении вмешательства неизбежно снижает его эффективность. Данное, требование определяет следующее условие, предъявляемое к системе управления:

$$t_{10} \le t_{кр}(\vec{r}, \mu, v), \quad (7)$$

где $t_{кр}(\vec{r}, \mu, v)$ – момент времени, зависящего от координат r, скорости ветра v, параметров устойчивости атмосферы μ, в который радиоактивное облако достигает n-го населенного пункта.

Принимая во внимание требование (7), предъявляемое к времени выполнения функции защиты системой реагирования, для определения оптимального управления сложным взаимозависимым комплексом операций, подчиненного единой цели, представляется целесообразным использовать метод сетевого планирования управления (СПУ) [7]. Достоинство метода СПУ состоит в том, что он обеспечивает возможность учета времени за счет представления логической структуры и временного режима выполнения сложного комплекса операций. Целью создания временного сетевого графика операций является учет времени и выявление критических операций (в данном случае – функций системы аварийного реагирования), лимитирующих выполнение комплекса работ. Специфика критических функций состоит в том, что они должны начинаться точно в тот момент времени, когда закончена последняя операция, которая обеспечивает выполнение данной работы, и продолжаться столько времени, сколько ей отведено по плану. Запоздание выполнения любой из критических функций ведет к невыполнению плана комплексом операций, т.е. поставленная цель не будет достигнута. Поэтому критический путь на сетевом графике представляет собой совокупность наиболее ответственных операций, которые должны выполняться с наибольшей четкостью. Остальные операции в принципе могут иметь некоторые резервы во времени и могут выполняться с задержкой, что не отражается на результатах выполнения комплекса работ.

Алгоритм решения задач оптимального планирования состоит из выполнения следующих шагов.

Шаг 1. Разработка структурно-временной таблицы комплекса работ с последующим упорядочением работ.

Шаг 2. Результат упорядочения работ представляется в виде временного сетевого графика операций, на котором отображены операции, выполняемые элементами системы реагирования на радиационные аварии в реальных условиях (представлен на рисунке (а)). Кружками на графике отмечены состояния элементов системы «АЭС–ГСЧС», стрелками – операции, где нечеткие (неопределенные) моменты времени завершения t'_1, t'_2, ...t'_{11} операций a_4, a_5, a_6, a_9, a_{10}, a_{11} показаны на оси времени t заштрихованными интервалами. Время окончания всего комплекса операций равно максимальному времени всех выполнения операций

$$Treal = \max\{t'_1, t'_2, ...t'_{10}\}. \quad (8)$$

На сетевом временном графике выброс радиоактивных материалов и перенос в атмосфере от источника к n-му населенному пункту, находящемуся на расстоянии r, отмечен «фиктивной» операцией a_{11}, которая заканчивается в момент $t=t_{кр}$. Результат оценки времени $t_{кр}$ также представлен неопределенным интервалом на оси времени.

Шаг 3. Выявление критических функций в системе аварийного реагирования. На сетевом графике критические операции изображены жирными стрелками:

- операции по оценке состояния аварийного энергоблока ОПАС на АЭС a_4;
- подготовка заключения об аварийной ситуации в ЦТП и КЦ a_5;
- согласование решения между группами экспертов на АЭС и в ЦТП a_6;
- принятие решения на местном уровне относительно согласованной меры защиты, $a_{9;}$
- реализация меры защиты a_{10}.

Шаг 4. Выявление резерва времени для обеспечения эффективности функционирования системы аварийного реагирования по условию (8).

Анализа сетевого временного графика функционирования ГСЧС в реальных условиях показал, что имеется определенный резерв времени, который можно целенаправленно использовать для решения критических задач системой аварийного реагирования. Из всего комплекса операций в качестве резерва времени можно рассматривать следующие:

1) неопределенный интервал времени $[t_0, t_1]$ от начала возникновения аварийной ситуации на АЭС до выброса радиоактивности в атмосферу;

2) сокращение интервала времени t_4, затрачиваемого на процедуру оценивания состояния аварийного энергоблока экспертами и силами оперативной группы на АЭС;

3) сокращение неопределенных интервалов времени $[t_5, t_6]$ затрачиваемых на процедуру поддержки принятия решения в ЦТП и в кризисном центре;

4) сокращение времени на введение меры защиты за счет повышения готовности к реагированию.

Оптимизированный сетевой временной график, полученный за счет максимального использования резерва времени в пользу элементов, выполняющих критические функции безопасности (КФБ), приведен на рисунке (б), так, что выполняются условия:

$$Tteor \le Tkp, \quad (9)$$

$$Tteor = \max\{t_1, t_2, ...t_{10}\}. \quad (10)$$

В том случае, если принятое решение относительно меры защиты адекватна последствиям оцениваемой аварийной ситуации, т.е. если прогноз аварийной ситуации сделан правильно, то эффект от введения данной меры защиты будет отвечать принципу целесообразности (оптимальности), а предотвращаемая доза у населения будет максимальной, но не превысит прогнозную ожидаемую величину D_f. Таким образом, если принятое решение одновременно удовлетворяет обоим условиям (6,7), то и управление U системы аварийного реагирования отвечает принципу оптимальности.

Добиться сокращения резерва времени, в частности, времени на принятие решений экспертами на АЭС и в ЦТП, можно за счет повышения скорости обработки информации с использованием специализированных технологий, превышающих возможности человека. Данное направление означает использование в системе управления аварийного реагирования принципа автоматического управления. Сложность в том, что на интервале $[t_0, t_1]$ имеет место неоднозначность проявления аварийной ситуации, когда еще не вполне ясно какими последствиями завершится аварийная сложившаяся ситуация, и, следовательно, какие меры защиты необ-

ходимо привлекать. Неясность ситуации приводит к тому, что управление проводится в условиях неопределенности. Слишком поспешное решение может отрицательно сказаться на правильности оценки аварийной ситуации (оценки вероятности реализации *j*-ситуации ξ_j) и выбора адекватных мер защиты, тогда критерий (6), определяющий результативность защитных мер, не будет выполнен. В условиях неопределенности решение задачи о выборе оптимального управления, отвечающего одновременно и условию целесообразности той или иной меры защиты в данной ситуации (качественная характеристика, сформулированная выше при постановке задачи в пункте в), и принципу максимального быстродействия (характеристика эффективности системы управления), сталкивается с противоречием. В теории систем и управления показано, что решение данной задачи не может быть получено в общем виде. Показано, что при неполной информации о состоянии объекта, в данном случае – об аварийной ситуации, как это имеет место при запроектных авариях на АЭС, для реализации принципа оптимального управления предполагается наличие в системах управления источника информации о текущем состоянии объекта управления. Такой источник можно было бы использовать для получения информации дополнительно к имеющейся априорной информации для уточнения диагноза состояния и принятия на его основе оптимального решения.

В работе [8] предложен следующий критерий оптимального управления для данной системы управления, относящейся к классу экстремальных систем автоматического управления, где требуется реализация двух процессов: анализа состояния объекта управления и непосредственно управление. Оптимальное управление обеспечивает минимум составному критерию, записанному в виде суперпозиции функции потерь и количества информации:

$$I + \alpha R = \max_{u_t \subseteq U} \cdot \qquad (11)$$

В уравнении (11) I означает количество информации, $\alpha < 0$ – весовой коэффициент, определяющий компромисс между стремлением изучить ситуацию и стремлением обеспечить наименьший риск, R- математическое ожидание функции потерь W_t (риск):

$$R = \sum_{t=0}^{n} MW_t(x_t^*, x_t, u_t) = \min_{u_t \subseteq U} \cdot \qquad (12)$$

Под функцией потерь в теории управления понимается функционал, описывающий изменение показателя состояния объекта управления:

$$W = D_p(t_1) - D_p(t_2) \cdot \qquad (13)$$

Оптимальные управления u_t, удовлетворяющие условию (13), можно определить, если известны априорные распределения вероятностей случайных факторов, воздействующих на объект, μ, из числа представленных в таблице 1.

В случае, когда априорное распределение μ неизвестно, а задана только область возможных значений, оптимальное управление можно попытаться выбрать из условия, одновременно минимизирующего риск (погрешность прогноза предотвращаемой дозы облучения) и доставляющего максимум количеству информации за счет получения адекватной информации о состоянии объекта управления на интервале $[t_0, t_{10}]$.

На сетевом временном графике интервал $[t_0, t_1]$ от начала развития аварии на аварийном энергоблоке до момента выброса радиоактивных материалов определяет промежуток, когда оперативная группа на АЭС с помощью аварийных инструкций осуществляет управление аварийной ситуацией с тем, чтобы избежать осложнения ее развития и предотвратить запроектную аварию. В отчете МАГАТЭ [9] представлены возможные подходы к управлению авариями на АЭС. При подходе, ориентированном на событие, оператор делает вывод о состоянии станции в момент возникновения события. Процедуры, ориентированные на событие, опираются на постулированные события, которые проанализированы и включены в отчет по безопасности. Для большинства представленных последовательностей событий (сценариев) для операторов станции подготовлены подробные инструкции каким образом можно возвратить станцию в безопасное состояние. Данный подход опирается на возможность оператором выполнять правильную диагностику события. В виду сложной природы данный подход имеет ряд ограничений при разработке процедур по управлению аварией и инструкций по управлению аварией, т.к. в тяжелой аварии достаточно сложно провести такую диагностику и выбрать из множества потенциально возможных процедур одну, правильную.

Существуют и другие подходы в развитии традиционного подхода, ориентированного на событие. При этом все необходимые действия оператора основаны на анализе косвенной информации (симптомов) в любой момент времени, когда необходимо предпринимать какие-либо действия. Под симптомами, или признаками состояния, понимают характеристики, связанные с параметрами установки, а такой подход определяется как симптомно-ориентированный. Именно в такой сложной ситуации возрастает роль экспертов, осуществляющих техническую поддержку принятия решения силами ЦТП. В связи с этим, представляется вполне оправданным включение данной структуры в управляющее звено системы аварийного реагирования, в также освоение универсальной симптомно-ориентированный технологии, как это имеет место в системе аварийного реагирования концерна «Росэнергоатом» [10].

В дополнение к рассмотренной выше процедуре анализа состояния аварийной установки, выбор оптимальной стратегии защиты целесообразно сопровождать выполнением оценки погрешности прогноза предотвращаемой дозы облучения, имеющей место в силу неопределенных факторов. Анализ вклада в риск за счет различных неопределенных факторов на стадии планирования в поддержку экспертной группы, проводящей анализ состояния аварийной установки, создает условия для снижения временных затрат на принятие решение по выбору оптимальных мер защиты, а следовательно на повышение эффективности системы аварийного реагирования. Для проведения расчетных исследований радиационного риска и оценке вкладов в риск различных неопределенных факторов в «Объединенном институте энергетических и ядерных исследований-Сосны» разработан программный комплекс «RADRISK» [11].

Выводы

В условиях развития атомной энергетики в Беларуси ставятся задачи по дальнейшему совершенствованию системы аварийного реагирования.

На примере системы аварийного реагирования концерна «Росэнергоатом» методом сетевого планиро-

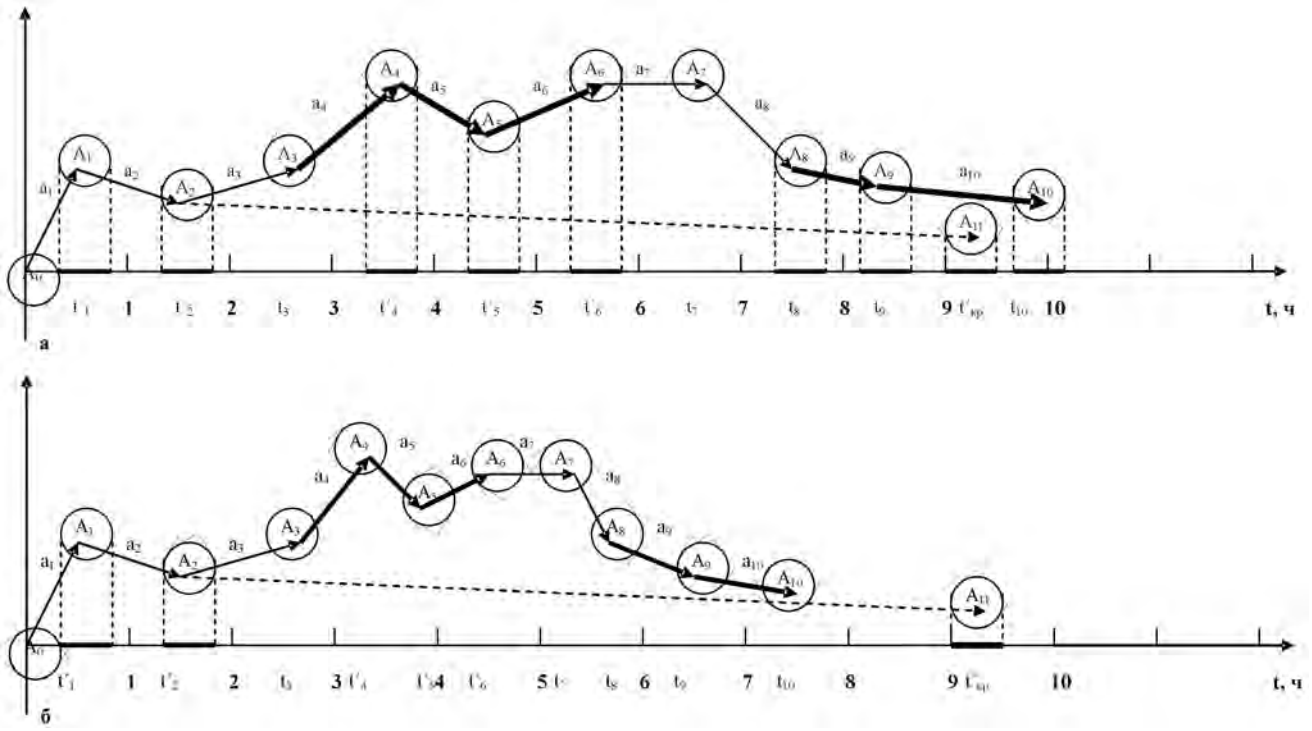


Рис. Сетевой временной график выполнения операций системой аварийного реагирования ГСЧС.
а — в реальных условиях; б — с использованием резерва времени в пользу КФБ

вания управления, выполнен анализ эффективности процедуры принятия решения при авариях на АЭС. Показано, что за счет создания рациональной структуры системы управления и эффективного взаимодействия элементов данная система обеспечивает принципиальную возможность защиты населения на ранней стадии радиационной аварии на АЭС. Повышение эффективности обеспечивается за счет создания в системе управления информационного кризисного центра, оказывающего научно-техническую поддержку при аварийных ситуациях. Унифицированная (симптомно-ориентированная) методика, положенная в основу согласования решения разными группами экспертов, способствует выработке оправданного решения и осуществлению вмешательства с минимальными потерями времени.

Опыт создания системы аварийного реагирования концерном «Росэнергоатом» представляется перспективным для Республики Беларусь. Развитие системы аварийного реагирования в Беларуси может осуществляться на основе создания в системе управления информационного кризисного центра по научно-технической поддержке и внедрения унифицированной методики в практику аварийного реагирования.

Список литературы

1 О государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 10 апреля 2001 г. № 495.

2 Методика подготовки к реагированию на ядерные или радиационные аварии // TECDOC-953/R. – Вена: МАГАТЭ, 1998. – 146 с

3 Е.А. Иванов, А.Д. Косов, С.С. Полянцев. Проблемы обоснования вмешательства в случае радиационной аварии на атомной станции на основе НРБ-99 / «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики»: материалы 6-й МНТК, 21–23 мая 2008 г. / «Росэнергоатом». – М., 2008. – С. 545–551.

4. Нормы радиационной безопасности НРБ-2000: Минск: Госстандарт: Белорус. гос. ин-т стандартизации и сертификации. – Минск: УП «ДИЭКОС», 2002. – 124 с.

5 Критерии вмешательства в случае ядерной аварии или радиационной аварийной ситуации. Серия изданий по безопасности № 109. – Вена: МАГАТЭ. – 1998. – С. 154.

6. Беллман, Р. Динамическое программирование .Изд-во ин. лит. – 1960.

7. Вентцель, Е.С. Исследование операций . М.: Сов. радио. 1972.

8 Г.А Медведев, В.П. Тарасенко.Вероятностные методы исследования экстремальных систем. М.: Наука, 1967. – 467 с.

9. Accident Management Programmes in Nuclear Power Plant: A Guidebook / Technical Reports Series № 368. – IAEA, 1994. – 127 p.

10 А.В. Журбенко, Ю.И. Зорин, А.Н. Исаев. Унифицированная методика анализа аварийной ситуации на энергоблоках АЭС. «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики»: материалы 6-й МНТК, Москва, 21–23 мая 2008 г. / «Росэнергоатом». – М., 2008. – С. 562–567.

11 Н.В. Горбачева, Н.В. Кулич. Разработка программных средств для проведения работ по независимой проверке результатов анализа безопасности Белорусской АЭС в части ВАБ-3. Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР: Труды 7 Междунар. научно-техн. конф., 17–20 мая 2011 г. (CD работа № 130) / ОКБ «Гидропресс», Подольск.

12 Strategic Aspects of Nuclear and Radiological Emergency Management Planning for Effective Decision Making Consequence Management and Transition to Recovery. OECD 2010, NEA – No. 6387.

Секция 5. **Традиции и опыт ветеранов — молодым**

ПОЧЕМУ НЕОБХОДИМО ПОСТОЯННО СОХРАНЯТЬ ЯДЕРНЫЕ ЗНАНИЯ И УПРАВЛЯТЬ ИМИ

Акимов Е.М., Поройков В.С.
Международный союз ветеранов атомной энергетики и промышленности

Экологическое воздействие Чернобыльской катастрофы поставило СССР, да и весь мир, перед необходимостью решения новых, исключительно сложных, крупномасштабных проблем, затрагивающих практически все сферы общественной жизни, многие аспекты науки и производства, экономики и культуры, морали и нравственности, включая международные взаимоотношения.

I. Чернобыльская катастрофа еще раз обозначила и со всей своей объективной жестокостью подчеркнула два главных аспекта, которыми человечество обязано руководствоваться в использовании ядерной энергии:

1. Планы по использованию ядерной энергии до момента принятия решения о строительстве ядерного объекта – национальная проблема.
2. С момента принятия такого решения она (проблема) становится международной, влияющей на судьбы соседних государств и всего мира, а потому должна подчиняться международному праву и правилам.

Это первый урок, который мы обязаны всегда и везде помнить и соблюдать, а международное право и правила необходимо пересмотреть с учетом этих обстоятельств.

II. Все инциденты, аварии и катастрофы являются следствием человеческого фактора, который был совершен или заложен на каком-то этапе жизни ядерного объекта, начиная от принятия решения о его строительстве, научного сопровождения, проектирования, строительства, монтажа, наладки, освоения мощности, эксплуатации, продления срока эксплуатации, вывода из эксплуатации и захоронения ядерных отходов.

Это второй урок, который должен нас заставлять постоянно совершенствовать системы диагностики, контроля, анализа состояния работоспособности зданий, сооружений, технологических систем и оборудования и своевременно принимать компенсирующие меры во имя обеспечения безопасности, прежде всего технической, пожарной, радиационной и ядерной безопасности.

III. Авария на Чернобыльской АЭС, при всем на то время несовершенстве конструкции реактора и систем защиты, произошла с участием эксплуатационного персонала, допустившего отступления от требований регламента и инструкций, действующих норм и правил, чего делать было категорически нельзя.

Это третий урок, который мы должны извлечь и использовать на всех этапах жизненного цикла людей, связанных активной деятельностью с ядерной промышленностью, начиная от получения специального образования, стажировок, тренировок, специальной подготовке, переподготовке, повышения квалификации высокой ответственности за свои действия на всех этапах и должностях их деятельности.

IV. Выброшенные из активной зоны реактора в атмосферу радиоактивные продукты деления, частицы ядерного топлива и конструкционных материалов разнеслись воздушными потоками на сотни и тысячи километров. После выпадения на поверхность они приводили к радиоактивному загрязнению территории, оказывали негативное воздействие на окружающую среду и здоровье проживавшего там населения.

Наибольшую опасность в первые часы радиоактивные выбросы представляли для жителей г. Припять и прилежащих поселений, которые не были своевременно оповещены о появлении реальной опасности их здоровью и продолжали заниматься своими бытовыми вопросами без применения каких либо средств защиты.

Это четвертый урок, который требует наличия автоматизированной системы немедленного оповещения населения о возникшей **реальной** опасности для здоровья населения, требования принятия им соответствующих защитных мер, прежде всего, изоляции от окружающей среды.

V. Ликвидация последствий чернобыльской катастрофы потребовала беспрецедентной в мирное время мобилизации сил и средств всей страны.

Без преувеличения можно сказать, что на помощь в ликвидации последствий аварии и пострадавшим были задействованы все финансовые, материальные и людские ресурсы, практически все министерства и ведомства СССР, Белорусской и Украинской республик.

Из всех министерств и ведомств страны, включая Министерство обороны и Гражданскую оборону, только Министерство Среднего машиностроения оказалось морально (имело опыт работы в условиях воздействия радиации, конечно же, не в таких запредельных условиях) готовым выполнять работы по ликвидации последствий катастрофы в самом эпицентре взрыва, но и ему потребовалась огромная помощь государства в материальных, финансовых, и, самое главное, в людских ресурсах.

Пятый урок

В соответствии со Статьей 5 «**Конвенции о ядерной безопасности**» каждая страна-владелец атомных станций, подписавшая данную Конвенцию, систематически готовит национальный Доклад о выполнении обязательств, вытекающих из нее.

В этих докладах (статья 16 «Аварийная готовность») подтверждается готовность государственных органов (ГО) и эксплуатирующих организаций (ЭО), в случае возникновения аварий на атомных станциях, к действиям по защите персонала и населения своей страны.

В той же статье 16 Доклада затрагиваются и вопросы оперативного оповещения других стран о ядерной аварии в стране, в том числе, своей готовности к оказанию помощи другим странам в случае ядерной аварии или радиационной аварийной ситуации у них, а также участия в совместной оценке воздействия на окружающую среду при авариях с трансграничными последствиями, что в полной мере отвечает положениям соответствующих международных Конвенциях от 1896, 1987 и 1991 годов, возникших по следам Чернобыльской катастрофы.

Несмотря на то, что вопросы готовности государственных и эксплуатирующих организаций к действиям по защите персонала и населения своей страны при возникновении аварий на атомных станциях, в том числе имеющих трансграничные последствия, в странах-владельцах атомных станций в достаточной мере отработаны уже с учетом требований «Конвенции о ядерной безопасности» и опыта Чернобыля, события при ликвидации последствий аварии на атомной станции «Фукусима-1» показывают, что не все здесь в порядке:

– 26 апреля 1986 года в 01 час 23 минуты произошла авария на Чернобыльской атомной станции. Вечером 26 апреля 1986 Правительственная комиссия, созданная распоряжением Совета Министров СССР, прибыла на Чернобыльскую АЭС. Через 7 месяцев и 4 дня, 30 ноября 1986 года, над разрушенным реактором 4-го энергоблока был возведен объект «Укрытие». Такова хроника событий.

Акцентируем внимание:

- Чернобыль
  1) не прошло и суток, а Правительственная комиссия, включая ведущих специалистов, прибыла на место события
  2) через 7 месяцев было возведено «укрытие»
- Событие на «Фокусима-1»:
  – государственные органы, компания ТЕРСО и собственники загрязненных радиоактивными веществами в результате аварии на АЭС «Фукусима-1» территорий не могут до настоящего времени определить кто и за что отвечает (из доклада по заказу Гринпис Интернэшнл и РИА «Новости» от 28–29.02.2012).

В то же время в atomic-energy.ru/news/2012/03/12/31736 приводится пример, когда обращение из Японии о возникшем ядерном инциденте было передано практически немедленно и вопрос был решён.

Вопросы взаимодействия *между* странами в части консультаций и взаимопомощи, информации о трансграничных инцидентах и их возможных последствиях, как и при аварии в Чернобыле, повторяются и требуют дополнительных проработок, согласований и принятия соответствующих международных совместных решений.

*Попытаемся дать оценку, как **эти уроки** усвоены и что еще предстоит сделать, чтобы их результаты не пропали даром. Начнём с последнего.*

Пятый урок. Пятый урок требует, по мнению членов нашего Международного Союза Ветеранов (о чём было написано в майском номере журнала «Наследие» в 2011г.) создания специализированного международного органа (**Международного ситуационно-кризисного центра МСКЦ**), который отслеживает (проводит мониторинг) ситуацию на аварийных объектах. Дополнительно к этому центру должна быть создана организация, условно назовём её **Орган быстрого реагирования**, имеющий возможности направить, в случае необходимости, аварийно-технические средства для ликвидации аварии или аварийной ситуации. Откладывать создание такой системы нецелесообразно.

На первичном этапе, полагаем, сначала необходимо провести «инвентаризацию» имающихся в государствах аварийно-технических центров и их технического потенциала для использования в аварийных ситуациях для оказания помощи нуждающимся в этом государствам. Другим, но первостепенно важным направлением, должно стать объединение национальных и, возможно, отраслевых кризисных центров в единую замкнутую систему, готовую оказать поддержку в любое время любому государству.

Такой международный орган должен находиться под эгидой МАГАТЭ и создан с учётом многолетнего опыта ВАО АЭС и с его участием. Каким он будет, это предмет отдельного глубокого и детального обсуждения, учитывая его интернациональное значение.

В «мирное» время, этот центр мог бы:

- обобщать и передавать, особенно странам-владельцам ядерных объектов, у которых еще не сформировалась своя школа и культура эксплуатации таких объектов, знания и опыт, полученный мировым сообществом при работах по предотвращению и ликвидации последствий аварии
- вырабатывать единую политику и методы при ликвидации ЧС;
- вести контроль (партнерские проверки) за наличием соответствующих систем профилактики и готовностью стран к ликвидации аварийных ситуаций.
- вырабатывать рекомендации и инструменты, а также механизм международного сотрудничества по обеспечению взаимодействия стран, выразивших желание сотрудничать.
- оказывать содействие (методики) в проведении разъяснительной работы среди населения и демонстрированию ему готовности всех сил и средств к недопущению негативного воздействия ядерного объекта на население и окружающую среду.

Такая схема будет способствовать повышению готовности ядерной отрасли к различного рода вызовам техногенного, природного и человеческого плана, а также ограничит негативные воздействия события на окружающую среду и позволит значительно сократить время, силы и средства на ликвидационные работы.

Четвертый урок

Планы ликвидации последствий аварии и эвакуации населения должны быть согласованы и направлены, прежде всего, на сохранение здоровья персонала и населения, а также на охрану окружающей среды.

Авария на АЭС «Фукусима-1» показала, что не сработал один из ключевых принципов борьбы с радиацией – не выходить из дома. Вопрос, требующий четкого ответа и осознанных действий руководителей ликвидации чрезвычайных ситуаций (ЧС) и населения в целом.

В планах действий по ликвидации ЧС каждое звено участников должно заниматься своим делом и не вмешиваться в чужие компетенции. Только ввиду отсутствия четко разработанного плана действий на случай аварии на атомной станции и возникшей ввиду этого неопределенности (по оценкам независимой экспертной комиссии, РИА «Новости» 28.02.2012 15:50) были попытки детального руководства действиями ликвидаторов со стороны экс-премьера Наото Кана, создававшие ненужные задержки. Это недопустимо.

На Чернобыльской АЭС государственные органы (Правительственная комиссия) занимались главным — обеспечивали работы по ликвидации последствий аварии необходимыми финансовыми, материальными и людскими ресурсами и контролировали эффективность их использования.

Самими ликвидационными работами занимались специалисты, в чьи компетенции это входило.

Третий урок

Все негативные события, за последние 60 лет, на атомных станциях США, Великобритании, СССР и теперь Японии обязывают нас обратить особое внимание на то, что первопричиной всех инцидентов, аварий и катастроф на ядерных объектах (в других отраслях – тоже) является **человеческий фактор**.

Причем, **человеческий фактор является главным и самым важным на любой стадии существования ядерного объекта**: от принятия решения на его создание, проектирования, изготовления оборудования, выбора материалов, строительства, монтажа, наладки, освоения мощности и эксплуатации, продления сроков эксплуатации, вывода из эксплуатации, переработки и захоронения ядерных отходов и прочего.

Второй урок

Каким бы совершенным не был проект, с каким бы высоким качеством не было изготовлено оборудование, осуществлено строительство, монтаж и наладка, на всем жизненном цикле ядерного объекта должен непрерывно осуществляться и совершенствоваться инструментальный контроль за работой оборудования.

Инструментальный контроль должен осуществляться на основе единства метрологического обеспечения работы АЭС, где бы (в какой части света) оборудование и материалы не производились.

Главным критерием в конкурентном выборе проекта, материалов и оборудования должны быть надежность и безопасность, а потом – цена.

Первый урок

Ядерная энергетика по своему возможному негативному влиянию на население и окружающую среду уже давно приобрела международный характер.

Именно поэтому, дальнейшее развитие ядерной энергетики должно базироваться на трех «китах»:

- безопасность (техническая, радиационная, ядерная и экологическая);
- экономическая целесообразность;
- доверие населения.

Однако злоупотреблять доверием так просто нельзя. Его необходимо постоянно подтверждать и укреплять не только мерами безопасности, но и своей способностью преодолевать любые аварийные ситуации и уберечь население и окружающую среду от любых радиационных и ядерных катастроф.

Любая страна, изъявившая желание построить ядерно-опасный объект, обязана иметь в составе проекта раздел **«Орган быстрого реагирования»** и обязана начинать реализацию проекта, прежде всего, с создания такого Органа.

Органа, который должен являться составной частью **«Международного органа быстрого реагирования» в составе МАГАТЭ.**

Но это особый разговор и тема, которая мы, надеемся, будет обсуждена на соответствующих отдельных заседаниях сегодняшнего высокого собрания.

Заключение

Ядерная промышленность и ядерная энергетика развивались и развиваются по самым различным сценариям в зависимости от целей, к которым государства стремились: к получению новых знаний и освоению новых технологий, к получению новых материалов и освоению новых видов источников энергии, к овладению ядерным оружием или к нескольким причинам одновременно.

При этом накопление ядерных знаний в любой стране на заре развития ядерных технологий происходило, и сейчас происходит, при значительной государственной поддержке, но и при значительной доли секретности.

Поэтому сохранение ядерных знаний, как непрерывный процесс, управление ими (тоже - как непрерывный и безусловный процесс), их открытость является первостепенной необходимостью для безопасного развития ядерной энергетики.

К сожалению, всевозможные негативы в работе ядерной энергетики (Три Майл Айленд, Чернобыль, Фукусима) подрывали и подрывают доверие к ней у населения, в ядерную энергетику каждый раз после таких событий резко сокращается приток молодой генерации, происходит разрыв между поколениями, знания теряются, не передаются.

Именно в этих целях нами был создан **«Международный союз ветеранов атомной энергетики и промышленности» (Союз)**, главной задачей которого является **успеть** передать наш опыт молодому поколению ядерной отрасли, без развития которой будущего у человечества нет. Превратить этот процесс передачи знаний, опыта и традиций в постоянно действующий и развивающийся процесс.

Я убежден, что наш **Союз** ветеранов атомной энергетики, пока девяти стран (Армения, Болгария, Венгрия, Литва, Россия, Словакия, Украина, Финляндия и Чехия), способен внести и внесет свой скромный вклад в дело обеспечения безопасного развития ядерной энергетики в мире и явится существенным дополнением к усилиям таких всемирно признанных и эффективно действующих организаций, как МАГАТЭ и ВАО АЭС.

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА. РАЗВИТИЕ И ПРОБЛЕМЫ, РОЛЬ ВЕТЕРАНОВ В ВОПРОСЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПРЕСТИЖА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Поройков В.С.

Международный союз ветеранов атомной энергетики и промышленности

Цель доклада — продемонстрировать возможности и необходимость привлечения ветеранов к возрождению и поддержанию престижа атомной энергетики. К сожалению, принцип догм, долгие годы существовавший в нашей стране, не изжил себя. Многие могут сказать и говорят: атомная энергетика есть и будет. Да, это так. Но значит ли это, что у нас все беспроблемно или будет беспроблемно. Попробуем в этом разобраться. И позволим себе определить роль ветеранов нашей отрасли по поддержанию престижа российской атомной энергетики. В середине прошлого столетия в политику, экономику стран, быт людей стремительно и всёохва-

тывающе ворвалась атомная энергетика и её побочные продукты. Напористо и бескомпромиссно она начала завоёвывать ключевые позиции в оружейной промышленности и энергетике. Атомная энергетика – явление особое. Она имеет два резко выраженных и контрастных лица, как двуликий Янус. Военное применение, что вызывает озабоченность и, скажем прямо, ужас. Это было в варварском стиле продемонстрировано на уничтожении гражданского населения в Японии. И многообещающем энергетическом будущем, что было продемонстрировано в Обнинске, где энергия атома впервые была преобразована в электричество, которое поступило в коммерческую энергосеть.

Пресса, особенно ассоциированная с нашей родной отраслью, пестрит множеством статей, выражающих значительную поддержку атомной энергетике, в том числе и населением России. В пресс релизе ОАО «Росэнергоатом» от 5 марта 2012 г. говорится, что «фукусимский синдром» преодолён, однако по информации «Левада-центр» 22% опрошенных высказались против или за сворачивание атомной энергетики. А это каждый четвертый. Можем ли мы этого не замечать? Нет. Вспомним о Швеции, приостановившей строительство новых энергоблоков. Германия и Швейцария практически отказались от атомной энергетики. Япония заглушила последний действующий реактор и практически и, к сожалению, приостановила дальнейшее использование атомной энергетики. Это свидетельствует о том, что не все в мире согласны, что атомная энергетика безальтернативна. Бездействие и переуспокоенность могут создать в проблемы для дальнейшего развития атомной энергетики.

Развитие атомной энергетики сопровождалось рядом досадных и, к сожалению разрушительных и неприятных аварий, последствия которых затронули определенные слои населения, как в стране, где произошла авария, так и в некоторой степени, и в других странах. Эти аварии являлись катализаторами усиления антиатомных настроений. Сами аварии широко и в красках представлялись всеми средствами информации. К сожалению, информация об авариях с точки зрения рассмотрения их глубинных причин и реальных последствий, подавались в средства информации гораздо в меньших количествах и объёмах и в основном в материалах, доступных ограниченному контингенту подготовленных читателей. **Необходимая объективная и доступная для широких слоёв населения разъяснительная работа о причинах аварий в широких масштабах не велась.** В первую очередь, необходимо чётко представлять и излагать истинные причины каждой аварии и объяснять, каким образом учтены причины аварии и почему её повторение невозможно. Мы должны убеждать и демонстрировать общественности, что российские энергоблоки последних моделей АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ в высочайшей степени безопасны и не могут представлять опасность окружающей среде. Не только говорить, что третье поколение и поколение «3+» безопасны, а демонстрировать и убеждать в этом. Но это надо доказывать. Не просто доказывать. Для этого необходимо идти в люди. В школы, на крупные предприятия и на улицы. С демонстрацией макетов и плакатов, отражающих положительные стороны атомной энергетики, прогресс в конструировании энергоблоков и разъяснениями об усовершенствованных или вновь добавленных барьерах безопасности.

Пропагандистов атомной энергетики необходимо ГОТОВИТЬ! Задача корпоративных организаций — готовить грамотные научно и статистически обоснованные методики и иллюстративный материал, а на предприятиях – готовить и обучать пропагандистов. Предприятия должны организовывать выступления для населения, я бы назвал их беседами, о современных конструкциях АЭС, о требованиях к их проектированию и проектированию, их размещению. Эти беседы-демонстрации должны сопровождаться показом моделей и ярких иллюстративных материалов. Должно быть чётко выпукло показано, почему произошла авария и почему она невозможна сегодня. Люди должны видеть, какие изменения внесены в конструкцию и доходчиво и наглядно должно быть продемонстрировано, как усовершенствованы барьеры безопасности и почему они достаточны, чтобы не позволить в самых крайних условиях нанести радиационный вред окружающей среде. Особенно надо пропагандировать последние поколения российских ВВЭР и ведущую роль России сегодня в экспорте АЭС за рубеж. Акцентировать внимание на том, что только Россия строит сегодня АЭС за рубежом, не считая затянувшегося строительства одного блока в Финляндии. Это надо показывать и доказывать. Не просто говорить, что современные российские АЭС спроектированы по принципу самозащищённости, имеют четыре барьера на пути распространения радиационного излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду, но и популярно демонстрировать преимущества российских проектов АЭС на плакатах и моделях. Очень важно показывать международную оценку Российских АЭС. До Фукусимы по международным критериям надёжности АЭС России были на втором месте в мире, опередив США, Великобританию и Германию. Сегодня мы можем говорить о лидирующем положении России. А это результат деятельности ОАО «Росэнергоатом» и других предприятий ГК «РОСАТОМ» и вклада ветеранов, которые полны желания и решимости продолжить деятельность на важнейшем направлении для сохранения престижа и значимости Российской атомной энергетики на «фронте» сохранения и передачи знаний и пропаганды преимуществ Российской атомной энергетики.

Для того чтобы оттенить и выпукло показать преимущества современных российских проектов АЭС, необходимо в процессе бесед с населением не бояться наглядно показывать и анализировать основные радиационные аварии, которые произошли в мире и демонстрировать, что если бы существовали современные барьеры безопасности, современное отношение к подготовке кадров, современная «культура безопасности, которая в высочайшей степени культивируется на АЭС «Росэнергоатома», аварии или вообще бы не произошли или не имели бы пагубных последствий. Самое главное, они бы не нанесли вреда окружающей среде.

Чтобы сохранить положительное динамическое развитие атомной энергетики, надо чётко понимать, что ей угрожает, откуда идут угрозы, каковы причины угроз против атомной энергетики и как организовать действия в поддержку атомной энергетики.

Факторы, используемые общественностью, против атомной энергетики

Выделим только три, на наш взгляд, основных аспекта или фактора, которые используются противниками атомной энергетики.

Первый аспект–использование атомной энергетики в политической борьбе на национальном уровне, как инструмент сплочения оппозиции.

Второй аспект – тяжёлые аварии как основной фактор, доступный пониманию самых широких масс и который непосредственно коснулся некоторой части гражданского населения.

Третий аспект - противопоставление альтернативных видов энергии как панацеи спасения мира от атомной энергетики и её негативных последствий.

Рассмотрим эти аспекты и их обоснованность и какие имеются возможности у ветеранов противостоять действиям антиатомщиков и как следует организовать эти действия.

Первый аспект — политический

Бесспорно, найдутся те, кто скажет, что политический аспект невозможен в России.

Проиллюстрируем, как это иногда происходит. Австрия 1975–1976 гг. Построен прекрасный энергоблок. Австрия проводит референдум — быть или не быть атомной энергетике в Австрии после того, как реактор готов к загрузке. Завозится топливо. На улицах Вены и других городов Австрии проводится антиатомная компания в основном молодёжью.

Много раз подходил, спрашивал – почему против? Ответ – потому что это опасно. Спрашиваю — какой радиационный фон вокруг АЭС и вокруг станции на угле. Вы сравнивали? Ответ — мы против атомной энергетики, а не против традиционной энергетики. Обращаюсь к австрийским функционерам – почему не проводится активная контрагитация? Никто внятно не отвечал. В итоге с превышением всего лишь в несколько тысяч голосов референдум проголосовал против реактора в Австрии. На следующий день было объявлено о повышении стоимости электроэнергии на 20%.

А теперь об очень серьезном. Многие не хотят понимать, что атомная энергетика — это своего рода жупел и средство объединить оппозиционные течения. Давайте вспомним, что произошло в России. Это история с двумя атомными станциями теплоснабжения (АСТ) в Воронеже и Нижнем Новгороде. Блестящие проекты с высочайшим уровнем безопасности, 3 контура теплообмена. Но именно на борьбе против этих АСТ оппозиция или демократы, кому как нравится, объединила своих сторонников. Другой пример. Литва, Игналинская АЭС. МАГАТЭ проводит миссию АССЕТ. В ходе миссии мне пришлось встретиться с «зелёными». Уже после официальной встречи состоялась неформальная беседа с одним из лидеров этого движения. На мой вопрос — почему они против АЭС, за её закрытие, без которой в Литве будут проблемы с энергообеспечением и, следовательно, экономикой, он ответил следующее: «Мы её закроем, а когда получим независимость от России, построим новую. А сегодня мы формируем оппозицию, используя настроение многих литовцев против атомной энергетики». Уважаемые коллеги, в России формируется оппозиция. Это нормально, это политически закономерно. Но почему мы должны считать, что этот метод снова не будет использован и в нашей стране. Необходимы опережающие действия, о которых поговорим дальше.

Второй аспект

Второй аспект – это тяжёлые аварии. Это особый фактор, он наиболее болезненно воспринимается населением и наиболее трудно «оправдывается».

Тяжёлые радиационные аварии — важнейший фактор, отпугивающий население от атомной энергетики. Тяжёлые радиационные аварии приносят значительный урон экономике и здоровью людей, и вне меньшей степени влияют на психику людей. Но насколько они тяжелее техногенных катастроф. Часто ли вы увидите в массмедиа реальные сведения о последствиях техногенных катастроф? В таблице 1 приведены показатели нескольких техногенных катастроф.

Таблица 1. Крупнейшие промышленные аварии 1945–1990 («Чернобыльская авария и сравнительный риск анализов», член-корреспондент РАН Л.А. Большов)

Год	Место	Тип	Количество погибших
1984	Бхопал, Индия	Утечка токсического газа	2750–3849
1982	Саланг Пасс, Афганистан	Утечка токсического газа	1500–2700
1956	Кали, Колумбия	Взрыв боеприпасов	1200
1947	Техас, США	Взрыв (ammonium nitrate)	576
1989	Ача-Уфа, Россия	Взрыв (природный газ)	500–575
1984	Кубатао, Бразилия	Взрыв (Бензин)	508
1984	St. J. Ixhautepec, Мексика	Взрыв (природный газ)	478–503
1992	Зонгулдак, Турция	Взрыв газа в шахте	388
1983	Река Нил, Египет	Взрыв (природный газ)	317
1992	Гвадалахара, Мексика	Взрыв газа в коллекторе	210
1986	Чернобыль, Украина	Взрыв (радиоактивность)	31–300

Наша задача — убедительно, насколько возможно, показать, что современная атомная энергетика становится безопасной, и она на ближайшее время в промышленных масштабах остаётся безальтернативной. Прежде всего надо убедить население, что имевшие место аварии произошли по тем причинам, которые сегодня устранены, что современные проекты АЭС исключают повторение аварий. Для этого надо быть готовыми просто и разумно объяснять, почему случились аварии в прошлом и какие приняты меры по их безусловному исключению на будущее. Надо анализировать и использовать имевшие место аварии, чтобы показать прогресс в области повышения уровня безопасности проектов современных АЭС.

Авария на «Три Майл Айланд» в1997г. в США продемонстрировала преимущества конструкций с контейментом. Значительное количество активных благородных газов было выброшено в атмосферу. Однако, несмотря на расплав активной зоны, основная масса продуктов распада осталась под защитным колпаком.

Облучение населения было пренебрежительно мало. По указанию Губернатора из пятимильной зоны, и только в порядке предупреждения и осторожности, были эвакуированы беременные женщины и дети до 5 лет. Средняя эквивалентная доза радиации в 16 км зоне составила 80 мкЗв и не превышала 100 миллибэр (1 мЗв) для жителей этой зоны (это одна треть среднего фоно-

вого облучения граждан США в год). Да, один блок этой АЭС был потерян, но авария локализована и она не нанесла вреда населению. Разве этот пример не достоин того, чтобы его использовать для пропагандирования современных российских усовершенствованных конструкций энергоблоков.

Другой пример – Фукусима-1. Это особый случай, который надо анализировать и использовать как иллюстрацию к тому, что некорректное отношение к анализу существующих барьеров и систем безопасности и их модернизации привело в конечном итоге к радиационной аварии. А также, что по сравнению с ущербом от природного катаклизма (цунами) ущерб от радиационной аварии был значительно ниже. Необходимо очень аккуратно излагать причины аварии. Очень тщательно показать те факторы, которые называются человеческим фактором и почему они способствовали аварии. Энергоблоки Фукусима-1, это реакторы первого поколения серии «Марк-1» с исключительно малыми реакторными помещениями, примерно в 10 раз меньше, чем у ВВЭР. Неудачно были расположены аварийные дизель-генераторы. Сами проектанты указывали на недостатки проекта и непозволительность размещать так низко и близко к океану. Это, а также отсутствие мер по продувке и дожиганию водорода привело к взрывам. Японские специалисты ещё в «самом начале поняли недостатки проекта и попросили изменить проект. По новому проекту «Марк-2» был сооружен 6-й блок, который удовлетворительно перенёс невзгоды во время землетрясения и цунами. К сожалению, при проектировании по непонятным причинам не были учтены высоты цунами, зарегистрированные в этом районе за сравнительно недавний отрезок времени.

Можем отметить, что неотслеживание передовых технологий, направленных на повышение уровня безопасности, замораживание работ по гипотетическим тяжелым авариям, вероятность которых ниже 10^{-5}, по-видимому, из-за неоправданной экономии средств на модернизацию или ложной посылки о невозможности тяжёлых аварий в Японии привело к аварии.

К сожалению, в ходе развития аварии радиоактивные выбросы составили весьма значительную величину (однако в 10 раз меньше, чем при Чернобыльской катастрофе и не было зафиксировано сколь-нибудь значительных радиологических последствий). От цунами погибли, по оценке японской стороны около 20000 человек. Это трагическая катастрофа. В тоже время пока не известно ни одной смерти от переоблучения. Эта трагическая ситуация только подтверждает, что мир полон возможных катастрофических событий, и непреднамеренная радиационная авария на АЭС – это не самое ужасное, что может произойти на земле в результате техногенных и природных катастроф. Что касается радиационной опасности для населения, то это особый вопрос. По мнению специалистов такого авторитетного института, как ИБРАЭ РАН, «говорить о каких-либо воздействиях вредных для воздействия на здоровье нет причин. Людей, которые облучены в опасных дозах нет» (http://www.eco-pravda-ru/page.php,id=3811). Это надо очень чётко объяснять. Иначе в восприятии среднего жителя России останутся только теле и видео репортажи о радиационном апокалипсисе в Японии. Хочу подчеркнуть – пропаганда и поддержание престижа Российской атомной энергетики – это не вопрос только ОАО «Росэнергоатом» или местных властей. Это должно стать государственной задачей, конечно в первую очередь ГП» Росатом» с привлечением РАН РФ и выработке научно - обоснованных методик, которые будут использоваться предприятиями.

Чернобыль. Авария с разрушением активной зоны

Это особый случай. Не случись этой аварии, реакторы типа РБМК, возможно, работали бы безаварийно до сих пор. К сожалению, к нашему горю, к нашему стыду это случилось. Почему? Это что, уникальная ситуация? Нет.

Ответ один – человеческий фактор. В прессе, в разных статьях пишут о конструктивных недоработках, о положительном коэффициенте реактивности. Но конструкция, нормативные документы предусматривают надежную работу, если не совершать непозволительных отклонений от регламента.

В авиации существует угол атаки, который нельзя превышать. Превышают и гробят себя и людей. На море, на реках есть масса правил, которые нельзя нарушать. Нарушают. Врезаются в быки, сталкиваются, переворачиваются. Это всё человеческий фактор. Что такое Чернобыль?

Чернобыль — это немыслимое сочетание административных и персональных ошибок и упущений. Основная ошибка – передача атомной энергетики в ведомство неподготовленное к безопасной эксплуатации АЭС. Это проведение эксперимента без согласованной и утверждённой программы в ВПО «Союзатомэнерго», без должной подготовки к нему персонала станции, а в процессе проведения испытаний нарушение той программы, которая была у оператора. Это серия неоправданных действий с нарушением инструкций. Вопрос этот детально известен специалистам.

Вопрос: как общественность убедить, что технические дефекты или недоработки на РБМК устранены, проведена многоступенчатая модернизация конструкций и систем управления, что принципиально изменено отношение эксплуатационного персонала к выполнению своих функций. Что сегодня РБМК — это новая разработка, устойчивая к аварийным ситуациям, имеется лицензия Ростехнадзора на продление срока эксплуатации сверх проектного, а блоки 1и 2 Курской АЭС находятся в опытно-промышленной эксплуатации на мощности 105%. Всё кроме контейнмента.

Теперь постараемся убедить, на основе имеющейся статистики, что даже тяжёлые радиационные аварии не самые ужасные в этом прискорбном списке (табл. 2).

Таблица 2. Вероятность преждевременной смерти по разным причинам

Источник вреда	Риск преждевременной смерти
Естественный радиационный фон	**0,0006**
Медицинское облучение	**0,0003**
Облучение эвакуированных, ликвидаторов и лиц, постоянно проживающих в наиболее загрязненных после аварии на ЧАЭС зонах	**0,007**
Курение	**0,05**
Транспорт	**0,005**

ТрВ № 77, с. 3, «На злобу дня» **Сергей Сережников**

От Чернобыля до Фукусимы: неусвоенный урок 26 апреля 2011

Третий фактор. Альтернативная энергетика

Основным аргументов противников атомной энергетики является возможность нанесения вреда здоровью населения и окружающей среде, причём вред человеку может быть смертельный, а среде долгосрочный. Поэтому противники атомной энергетики проявляют исключительный интерес к возобновляемым источникам энергии, особенно к солнечной, ветряной, гидроэнергетике и энергии приливов и отливов, а также биоэнергетике. Мы не можем отрицать жизнеспособность этих видов энергии, но должны отметить их реальные плюсы и минусы.

Солнечная энергия неисчерпаема. Древняя легенда повествует, как Архимед сжёг неприятельский флот. Он выстроил солдат по параболе, которые направили солнечные зайчики от своих щитов на паруса. Он сжёг вражеский флот. Сегодня этот принцип используется в энергетических башнях. В Крыму имеется солнечная электростанция мощностью 5000 кВт. Имеются и другие интересные проекты, например солнечные пруды. Совсем дешёвый способ. Водоём заполнен рассолом. Рассол нагревается солнцем и может перекачиваться, чтобы отдать содержащееся тепло. А сверху, в качестве изолятора пресная вода. Преимущество — такой пруд является своего рода аккумулятором энергии.

Недостатки этой системы: для них нужны вблизи городов значительные пространства (солнечная электростанция в 1 МВт потребует не менее 20 км^2) и/или дорогостоящие линии электропередачи. И, главное, много-много солнечных дней. Солнечная энергия выгодна для индивидуальных домов в солнечных странах.

Гидроэнергетика. КПД достигает 60–70%.

Помимо большой стоимости строительства у гидроэлектростанций имеются свойства, отрицательно воздействующие на окружающую среду. Во-первых, выведение из севооборота и нормальной деятельности значительных плодоносных территорий — затопляемых территорий. Исчезают отдельные виды животных. Во-вторых, заиливание участков рек до плотины и усиление эрозии берегов ниже плотины. Если водохранилище постоянно не очищать, то принесённые осадки постепенно занимают часть полезного объема водохранилища. К этому добавляются сезонные процессы по обеднению воды кислородом, что отрицательно влияет на рыбоводство, имеет другие побочные эффекты. Практическое уничтожение археологических, исторических и этнографических памятников на затопленной территории.

Энергия приливов. В приливах и отливах, которые происходят дважды в сутки, заключена колоссальная энергия. Средняя высота приливов порядка 50 см. Однако, имеются специфические места, где волна приливов достигает 5–10 метров (таблица 4). Электроэнергия вырабатывается как при приливах, так и отливах. Уже имеются замечательные продвинутые конструкции, которые предусматривают в межприливный период докачивание воды в приливный бассейн с последующей более эффективной отдачей энергии.

Таблица 3. Региональное распределение гидроэнергетических ресурсов.

Регион	Потенциальная мощность, тыс. МВт	Доля всех ресурсов мира, %	Освоенная мощность, тыс. МВт
Северная Америка	313	11	59
Южная Америка	577	20	5
Западная Европа	158	6	47
Африка	780	27	2
Средний Восток	21	1	-
Юго-Восточная Азия	455	16	2
Дальний Восток	42	1	19
Австралия	45	2	2
Россия, Китай и др.	466	16	16

Источник: Степанов С.С. Реферат «Нетрадиционные источники энергии и их влияние на окружающую среду» (htpp://www.coolreferat.com)

Таблица 4 . Приливные ресурсы в некоторых регионах.

Регион	Средняя разница между уровнями прилива и отлива, м	Средняя возможная выработка электроэнергии, МВт
Северн, Англия	9,8	1680
Мон-Сен-Мишель, Франция	8,4	9700
Белое море, Россия	5,7	14400
Мезень (эстуарий), Россия	6,6	1370
Пассамакводдди, США, Канада	5,5	1800
Кобскук, США	5,5	722
Аннаполис, Канада	6,4	765
Майнас-Кобеквист, Канада	10,7	19900
Камберленд, Канада	10,1	1680
Петиткодиак, Канада	10,7	794

Источник: Степанов С.С. Реферат «Нетрадиционные источники энергии и их влияние на окружающую среду» (http://www.coolreferat.com)

Преимущества очевидны. Но имеется много, как модно говорить сегодня, контрфактов. Во-первых, стоимость строительства, превышающая по некоторым источникам в 2,5 раза стоимость речных гидростанций, зато практически топливо не требует впоследствии никаких затрат. Во-вторых, выработка непостоянна. Требуются системы регулирования использования этого типа станций. Возможны физические последствия: затопление низинных участков. Имеются оценки, что от 17 до 40 км^2 береговой полосы могут затопляться при приливах, имеются и другие негативные воздействия, которые требуют дополнительных исследований при проектировании конкретных приливных станций. Например, воздействие на биологический баланс между видами живущих в приливной зоне. И, конечно, стоимость строительства линий электропередачи. На сегодня имеется много неопределённости по воздействию этого типа электростанций на районы их расположения.

Энергия ветра. Сегодня использование ветра для производства электроэнергии, как альтернативного вида производства электроэнергии, особенно востребовано. Как и в предыдущем случае, энергия ветра, т.е. топлива бесплатна. Ветряные генераторы мощностью до 6 МВт используются во многих странах. Мощность наиболее популярных установок колеблется в диапазоне 1-3 МВт. Общая мощность введённых установок в 2010 г. составила 38000 Мвт, а 2011 — 41000 Мвт. Обычно, так называемые «ветряки» образуют «фермы» до двухсот ветряков, общей суммарной мощностью порядка 200 МВт. С коэффициентом нагрузки 25%. общая установленная мощность в мире на конец 2011г. составляла около 240 ГВт, из них около 50 в США и 30 в Германии. Недостатки — неравномерная выработка электроэнергии. Требуется достаточно сложная система регулирования, включая системы преобразования в постоянный ток, а также системы компенсации при «простое» ветрогенераторов. Для небольших ветрогенераторов требуются аккумуляторные батареи. Известно, что в США уже с 2010 г. задействована 4МВт система аккумуляторных батарей. Ветряки требуют значительной площади, производство дорогостоящее. Визуальное воздействие неоднозначно, возникают отрицательные эмоции, особенно когда всё видимое пространство заполнено гигантскими исполинами. В отчёте Немецкого Агентства по энергетике за 2006 год было отмечено, что эффективность использования ветра будет весьма низкой, и это вызовет серьёзное подорожание продаваемой электроэнергии. Этот же источник утверждает, что в 2020 г. планируемая установленная мощность ветряных ферм в Германии в размере 48000МВт позволит заменить только 2000 МВт, производимых на традиционных электростанциях.

Можно утверждать, что высокая стоимость «ветряков», солнечных батарей и аккумулирующих устройств, систем регулирования и передающих линий не позволит в короткое время заместить существующие промышленные традиционные источники электроэнергии.

Мы не останавливаемся сейчас на таких видах получения электроэнергии, как геотермальная энергетика, биотопливо и другие экзотические способы производства электроэнергии, так как на сегодня они практически не изучены. Что касается биотоплива, здесь есть проблемы, особенно когда зерно перерабатывается в значимых количествах в транспортное топливо.

Приведённый анализ альтернативных видов энергии подтверждает, что эти направления жизнеспособны и развиваются в десятках стран. Однако из-за специфических свойств они применимы лишь в ограниченных масштабах из-за высокой стоимости производимой электроэнергии. Очевидно, эти источники могут получить распространения в районах, удалённых от промышленных центров и с ограниченным контингентом жителей. Однако с совершенствованием аккумулирования электроэнергии они смогут получить более широкое распространение. Тем не менее, на сегодняшний день атомная энергетика остаётся безальтернативной для большинства развитых индустриальных и малых стран, испытывающих дефицит в традиционном углеводородном топливе. Повышение надёжности инженерных систем АЭС, систем управления и защиты, методов подготовки и переподготовки кадров, а также «культуры безопасности» повышают привлекательность атомной энергетики. Очень важно, чтобы международная общественность осознала необходимость введения международного контроля за мирной атомной энергетикой, и, позвольте добавить, и использованием изотопов в мирных целях, в обязательном, не рекомендательном порядке. Конечно, это задача решается на межгосударственном уровне. Атомная энергетика по своей природе наднациональна и контроль, в рамках согласованных правил и законов, также должен быть наднационален.

Какие же выводы мы можем сделать?

Некоторые из них:

- Атомная энергетика остается наиболее востребованной во многих странах мира. Без достаточных обоснований в ряде стран приняты решения об отказе от атомной энергетики. Замещение атомной энергетики всесторонне не проработано.
- Имеется влиятельная оппозиция атомной энергетике. Мотивировки оппозиции к замене атомной энергетики альтернативными источниками не являются строго обоснованными в настоящее время. Влияние различных видов альтернативной энергетики на природу глубоко не изучено.
- Мотивировки оппозиции, что атомная энергетика может нанести вред человечеству и природе больший, чем в других отраслях промышленности опровергается статистикой.
- Оппозиция не принимает в расчёт значимый прогресс в атомной энергетике по повышению уровня безопасной эксплуатации АЭС, повышения квалификации персонала и комплексной модернизации, проведённой на многих АЭС, и результатов недавних стресс тестов.

Будучи убеждёнными в необходимости постоянно продолжать работы по повышению уровня безопасности АЭС и постоянному мониторингу за текущим их состоянием, а также ознакомлению населения с работами, проводимыми на российских и зарубежных АЭС, построенных по российским проектам, по обеспечению их безопасности предлагается:

- Разработать государственную программу пропаганды безопасности атомной энергетики и доказательств ограниченности ущерба, вызванного предыдущими авариями по сравнению с техногенными и транспортными авариями. Для этой цели необходимо объединить усилия ГК «Росатом», Российской Академии Наук, Российской Академии Медицинских Наук и других организаций. Разработать научно обоснованное пособие и методики для проведения пропаганды, как на государственном, так и на местном уровне.

- Рекомендовать создать на местном уровне (при АЭС и предприятиях атомной энергетики) группы пропагандистов. Основным костяком таких групп должны стать ветераны, как наиболее подготовленные для целенаправленной убедительной беседы с оппонентами разного возраста и интеллекта, своим возрастом и жизненным опытом подтверждающие безопасность атомной энергетики.
- Разработать программы по проведению пропагандистских мероприятий на предприятиях, в учебных и школьных заведениях.
- Обратить особое внимание на международную оценку Российской атомной энергетики, как по линии МАГАТЭ (в том числе и по международной шкале ИНЕС), международным критериям надёжности работы АЭС, так и по результатам различных дружественных (партнерских) проверок, проводимых ВАО АЭС, другими международными организациями и отдельными странами.

Литература

1. Леонид Большов, директор ИБРАЭ РАН, Рафаэль Арутюнян, зам директора ИБРАЭ РАН. (htpp://www..eco-pravda.ru/page.php?id=3811)

2 Безопасность российских АЭС (htpp://www.rosatom.ru/wps/connect/rosatom/rosatomsite/...)

Опыт аварий и инцидентов на АЭС (htpp://b-energy.ru/biblioteka/bezopasnost-aes-ecologiya/350-opyt-avarii-i-incidentov-)

3. Renewable Energy and Electricity. (htpp://www.world-nuclear.org/info/inf10.html)

4. Степанов С.С. Нетрадиционные источники энергии и их влияние на окружающую среду. Реферат. (htpp://www.coolreferat.com)

5. Реферат. Авария на Чернобыльской АЭС. (htpp://www.bestreferat.ru/referat-190476.html

6. Запрограммированная случайность, дфмн. Малинецкий Г.Г., Зав. отделом Института прикладной математики им. Келдыша, интервью.

7. Радиационное облучение при авариях. НКДАР ООН, 56 сессия, июль 2008 г.

СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ В ЧАСТИ «ОРГАНИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ АС»

Корниенко А.Г., Вельчинский В.И.

Недельченко А.А.
ОАО «ВНИАЭС»

Правительство Российской Федерации своим постановлением от 16.02.2007г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» установило, что в составе проектной документации на различные виды объектов капитального строительства в подразделе «Технологические решения» раздела 5 должны быть приведены для объектов производственного назначения требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции и сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, а также о числе рабочих мест и их оснащенности.

В настоящее время отсутствуют детальные методические указания по разработке такого раздела проектной документации для строительства АС. К сожалению ни в одном из действующих нормативных документов органов государственного управления нет требований к составу и содержанию проектной документации для строительства в части организации труда и управления АЭС и соответственно отсутствует стройная нормативная база по организации производства на атомных станциях. Имеющиеся нормативы основываются на старых подходах к организации труда и производства. Слабо учитывают изменившиеся подходы к обеспечению безопасности и охране окружающей среды. Практически не учитывают изменившееся экономическое окружение атомных станций.

В существующей проектной документации вышеупомянутый раздел именуется по-разному: «Система управления АС. Организация и условия труда работников», «Руководство эксплуатацией», «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

Наиболее полные требования к описанию организации эксплуатации представлены в разделе 1.14.2 «Руководство эксплуатацией АС» и в главе 13. «Эксплуатация» нормативного документа Ростехнадзора НП-006-98 «Требования к содержанию отчёта по обоснованию безопасности АС с реактором типа ВВЭР».

Анализ проектов строительства Нововоронежской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2 и Балтийской АЭС, в которых предложена бесцеховая структура управления АС, показал, что:

- принятая в проектах терминология в части организации труда и управления не соответствует терминологии, применяемой при эксплуатации объекта;
- разнесение персонала по категориям не соответствует требованиям нормативных документов государственной статистики;
- приведенная в проектах численность персонала не подтверждена ссылками на соответствующие расчёты, что позволяет предположить об отсутствии таких расчётов и о субъективном определении этой численности. Поэтому возникает сомнение о достаточности предусмотренных в проектах офисных, лабораторных и санитарно-бытовых помещений и помещений для мастерских;
- в проектах не указана существенно влияющая на организацию управления численность ремонтного персонала, привлекаемого в период проведения капитальных ремонтов, в том числе распределение этой численности по зонам строго и свободного режима.

Организационные бесцеховые структуры управления, приведенные в этой проектной документации, практически не имеет обоснований и необъяснимо отличаются друг от друга.

Можно предположить, что проектировщик воспользовался опытом применения бесцеховой структуры на зарубежных АЭС.

Начиная с пуска первого энергоблока численность штатного персонала атомной станции СССР превышала численность штатного персонала зарубежных АС, на что в 1980-х годах было обращено внимание государственных органов СССР.

Проведенный ВНИИАЭС анализ организации эксплуатации и штатных коэффициентов отечественных и зарубежных АС позволяет сделать следующий вывод.

Такое несоответствие возникло в процессе различного исторического развития организации труда и управления предприятиями в нашей стране и на Западе. В конечном итоге уже к концу 1960-х годов практически все средние предприятия Запада перешли на функциональную схему управления и чёткое разделение труда

между участниками общего трудового процесса. Энергетика Франции лидировала в этом процессе и явилась образцом для многих энергопредприятий мира. Во второй половине 1960-х годов опыт Франции в организации эксплуатации интенсивно изучался в СССР, однако особенности политико-экономической системы не позволили своевременно внедрить этот опыт.

Сохранению консерватизма организационных структур в нашей стране способствует не только историческое прошлое, но и характеристики внешнего окружения (инфраструктура) и характеристики АС, как производственного объекта.

Тем не менее, сопоставительный (по выполняемым функциям) анализ показывает, что превышение штатного коэффициента отечественных АС над зарубежным составляет 1,5–2 раза.[1] Превышение определяется выполнением многих работ на зарубежных АС привлекаемыми специализированными фирмами и отсутствием на зарубежных АС собственного ремонтного персонала.

Функциональная организация управления позволяет обеспечить высокую степень разделения труда и повысить его качество, исключить дублирование работ, а так же выявить работы на стадии проектирования функциональной организации управления, которые не требуется выполнять на АС. При этом следует иметь в виду, что функциональная схема управления требует передачи полномочий принятия решений на более низкий управленческий уровень с соответствующей передачей прав на расходование ресурсов и, естественно, с повышением ответственности управленца этого уровня.

При проектировании функциональной структуры выявляются работы, выполнение которых централизуется или передается на outsourcing (подряд).

Outsourcing имеет свои положительные и отрицательные стороны и возможность его внедрения зависит от развитости внешней инфраструктуры. Внедрение передачи ряда работ на outsourcing, как показал зарубежный опыт, приводит к сокращению численности собственного персонала АС с сопутствующим снижением затрат на содержание персонала и на социальную инфраструктуру.

Задача определения необходимой численности собственного и привлечённого персонала – оптимизационная задача, которая требует соответствующих расчётов ещё на стадии разработки проектной документации. Если повышение численности собственного персонала приводит к повышению затрат на его содержание и соответствующие социальные выплаты, то понижение её может привести к ухудшению эффективности производства за счёт ухудшения других экономических параметров.

Попытки оптимизации оргструктур управления и нормативов численности персонала АС принимались неоднократно в прошлые годы. В последний раз такая работа была начата в 2002 году с пересмотра Приказов Министра энергетики и атомной промышленности от 19.12.88 №47 и №49.

Результатом этой работы явились утвержденные в 2004 году следующие документы:

- “Типовая организационно-функциональная структура управления филиалов концерна “Росэнергоатом” атомных станций с реакторами типа ВВЭР и РБМК-1000”;
- “Типовые укрупненные нормативы численности персонала основной деятельности АС с реакторами типа ВВЭР, РБМК-1000 и БН-600”.

В основу их реализации были заложены следующие принципы:

- численность персонала по подразделениям на АС не должна жестко регламентироваться, следствием чего в нормативах приведена только общая численность промышленно-производственного персонала АС без дифференциации ее по отдельным цехам, отделам, лабораториям и участкам;
- должна быть зафиксирована минимально допускаемая численность оперативного персонала из условия обеспечения безопасной эксплуатации АС;
- соотношение между собственным и привлеченным ремонтным персоналом должно быть на уровне 50/50%;
- должна быть предусмотрена возможность выведения в обособленные структуры отдельных подразделений АС или их части, таких как, автотранспортное хозяйство, хозяйственный отдел, ЦТПК, РСЦ, ведомственная военизированная охрана и т.д.

В итоговом документе 16 ежегодной конференции ЯО России “Как обеспечить развитие ядерной энергетики в России” сформулирован ряд рекомендаций, в частности, по управлению персоналом, выполнение которых является необходимым условием для достижения штатного коэффициента, приближенного к западной практике.

Опыт США в части организационных структур управления и штатов АС представлен в статье «Численность персонала для усовершенствованных атомных электростанций, планируемых к сооружению в США», опубликованной в журнале «Энергохозяйство за рубежом» №4 (251) 2010 г.

В целях восполнения образовавшегося пробела в проектировании организации производства АС временным трудовым коллективом под руководством ОАО «ВНИИАЭС» разработаны и утверждены ОАО «Концерн Росэнергоатом»:

- Требования эксплуатирующей организации к составу и содержанию проектной документации в части «Менеджмент (Организация управления) АС»(РД ЭО 1.1.2.25.0825-2010);
- *Макет*. Менеджмент (Организация управления) Энной АС(РД ЭО 1.1.2.23.0826-2010).

Руководящий документ «Требования эксплуатирующей организации к составу и содержанию проектной документации в части «Менеджмент (Организация управления) АС» является руководством для Заказчика и Проектировщика, используемое ими при формировании технического задания на разработку проектной документации по организации и управлению производством и трудом АС, или в современной терминологии: проектной документации «Менеджмента АС».

Руководящий документ «*Макет*. Менеджмент (Организация управления) АС. Организационный план» является руководством для разработчиков проектной документации на атомную станцию в части организации и управления производством и трудом АС. Этот руководящий документ предлагает проектировщику макет проектной документации, иными словами форму представления проектной документации.

В основу терминологии руководящих документов положена терминология системы государственных стандартов России по качеству семейства ИСО 9000-2000,

[1] Отчет о НИР ВНИИАЭС УДК 621.311.25:658.38, инв.№270 Вельчинский В.И., Козлова Е.В., Долбитикова Е.И. «Сопоставительный анализ удельной численности персонала отечественных и зарубежных АЭС» Москва – 1987 год.

играющих в современном мире определяющую роль в организации производства и его управлении. Объединение деятельности по организации и деятельности по управлению в единую деятельность определило выбор ключевого понятия «менеджмент» в наименовании документов. Термины, применённые на основе других нормативных документов, имеют ссылки на эти документы.

Особенностью настоящих документов является применение процессного подхода к моделированию производственной деятельности АС.

Любая деятельность или комплекс деятельностей на атомной станции, в которых используются ресурсы для преобразования входов в выходы, должны описываться как процесс. Вся деятельность атомной станции как предприятия рассматривается как совокупность процессов. Процесс деятельности персонала должен быть представлен как документированный процесс, т.е. в виде процедуры. Все требования к документированию процессов распространяются на состав и содержание процедуры.

В данных документах предложено применять методологию процессного моделирования, описанную в государственном руководящем документе Р 50.1.028-2001 «Рекомендации по стандартизации. Информационные технологии поддержки жизненного цикла продукции. Методология функционального моделирования».

Это сделано, как и в упомянутом семействе стандартов по качеству, для побуждения принятия процессного подхода к менеджменту организации.

Следует отметить, что выполнить требования этих новых документов можно лишь при условии применения соответствующих программных продуктов для процессного моделирования (проектирования, бизнес-инжиниринга). Такими программными продуктами, известными разработчикам проектов настоящих нормативных документов, являются программные пакеты ARIS ToolSet, BP Win, EMC Documentum, ОРГ-Мастер (российский проект).

Другой основой настоящих руководящих документов являются нормы и стандарты МАГАТЭ. Основополагающим документом при разработке стал документ «NS-G-2.4.Серия норм МАГАТЭ по безопасности. Эксплуатирующая организация для атомных станций. Руководство для безопасности». (МАГАТЭ в своих рекомендациях широко использует процессные подходы).

В соответствии с рекомендациями этого нормативного документа в разработанных руководящих документах (РД ЭО 1.1.2.25.0825-2010 и РД ЭО 1.1.2.23.0826-2010) применяется для управления АС программный метод управления – управление деятельностью организации по заранее заданной программе. Руководящие документы предусматривают наличие в программе обратной связи, состоящей из выявления отклонений и внесения изменений в программу управления. Кроме того, в программе должна быть предусмотрена адаптация её к изменениям внутренней и внешней средам.

Программа есть не что иное, как организационный план деятельности организации (в терминологии «ОПКП АЭС – 90») с чёткими и однозначными инструкциями кто, что, где, когда и каким образом должен действовать. В этом плане – программе излагаются цели деятельности, нормы, положенные в основу деятельности, упорядоченная последовательность действий, необходимые ресурсы.

Каждая программа управления состоит из следующих разделов:

- Цели, которые должны быть достигнуты;
- Нормативные требования;
- Стратегии, которые следует реализовать;
- Планы-графики выполнения работ;
- Распределение обязанностей и делегирование полномочий;
- Квалификация персонала, принимающего участие в их выполнении;
- Процедуры деятельности, выполнения работ, процессов;
- Процедуры разрешения проблем безопасности;
- Процедуры составления отчетов (в т.ч. оперативные журналы) и хранения отчетной документации;
- Обратная связь с опытом эксплуатации;
- Процедуры рассмотрения программ и ввод в действие;
- Требуемое оборудование и услуги;
- Требуемая документация и базовая информация (данные).

Программы управления разрабатываются по направлениям деятельности, рекомендуемым нормами МАГАТЭ, и имеют иерархическую подчинённость.

В нормативных документах (РД ЭО 1.1.2.25.0825-2010 и РД ЭО 1.1.2.23.0826-2010) нет конкретных требований к программам конкретных организационных единиц (цехов, служб и т.д.). Но имеется требование, чтобы проектировщик разработал такие программы для каждой организационной единицы, предусмотренной в его проектной документации. Это связано со следующим. Во-первых, определить, какие необходимо создать организационные единицы, и какой специализации, должен разработчик на основе расчёта и анализа трудоёмкости эксплуатации АС, сложности потоков информации и ресурсов, и результатов оптимизации численности и загруженности персонала; во-вторых, такие рекомендации могут быть даны эксплуатирующей организацией в задании на разработку проектной документации: Менеджмент (Организация управления) АС; в-третьих, проектировщик может воспользоваться имеющимся опытом эксплуатации АС.

На основании матричных проекций, которые должны быть представлены в каждой программе по направлениям деятельности, должны быть представлены планы деятельности АС и каждой организационной единицы в разрезе структурной иерархии.

Как правило, каждый раздел проектной документации состоит из пояснительной записки и программы управления, представляемой в приложении к пояснительной записке. Руководящим документом предлагается описывать в пояснительных записках процессы и процедуры, которые должны быть представлены с абсолютно точным описанием в программах управления. Поэтому в пояснительной записке описание этих процессов и процедур должно содержать их схему, обоснование (или объяснение), почему принята именно эта схема, а не какая-то иная, и отвечать на подобные вопросы. Пояснительная записка должна давать исполнителю программ управления понимание, почему он должен действовать именно таким образом, а не каким-либо другим. Программы же должны обязывать исполнителя действовать жестко по предписанным в этих программах процедурам.

Настоящие нормативные документы вводятся впервые, и естественно, могут быть значительно улучшены.

Считается, что такие улучшения следует выполнить, либо в процессе разработки, либо после получения опыта разработки проектной документации. Такая последовательность корректировки будет наиболее эффективна и будет способствовать скорейшему внедрению процессных подходов в практику эксплуатации АС, а также ликвидации отставания от ведущих энергокомпаний мира.

Предполагается, что разработчиком такой документации должна быть специализированная организация. Примерами таких организаций может быть ВНИИАЭС, Атомтехэнерго, а также атомная станция, имеющая положительный опыт разработки программ обеспечения качества при эксплуатации атомной станции.

Разработанные проекты руководящих документов предлагается распространить только на вновь проектируемые АС с реакторными установками типа ВВЭР, так как новые принципы организации управления более экономично внедрять во вновь создаваемых коллективах.

В заключение считаем необходимым рекомендовать проектантам не применять название «Бесцеховая структура управления», поскольку правильное название «Функциональная структура управления».

При этом следует оставить наименования существующих должностей (в соответствии с действующим КСДС) и наименования профессий (в соответствии с действующим ЕТКС), поскольку их изменение приведет к большим непроизводительным финансовым затратам и осложнениям социального характера у работников АС.

ПРОБЛЕМЫ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ И НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ДЛЯ КОНЦЕРНА «РОСЭНЕРГОАТОМ»

Болдырев В.М.

ОАО «Концерн Росэнергоатом»

После известных событий на АЭС «Фукусима-1» «зелёное» мировое сообщество вновь разразилось бурными требованиями о необходимости развитии альтернативных источников энергии.

«Зелёная чума» в первую очередь, как всегда, поразила Германию. «Энергетическая стратегия Германии, предусматривающая отказ от ядерной генерации до конца 2022 года и радикальное увеличение роли возобновляемой энергетики, требует чрезмерных затрат и создает дополнительные ограничения для энергосистем соседних государств... Наши соседи не в восторге от таких изменений в немецкой энергетике» — заявил недавно главный исполнительный директор RWE Юрген Гроссман в интервью «Handelsblatt». «Расходы на сокращение удельного веса электростанций на органическом топливе составят €250–300 млн на фоне необходимости закрытия атомных электростанций, роста стоимости и снижения доступности капитала вследствие глобального финансового кризиса. Я бы не назвал это экономически рациональным», — заявил Ю. Гроссман.

Энергетическая стратегия ФРГ предусматривает повышение до 2050 года удельного веса возобновляемых источников энергии в объеме генерации с текущего уровня в 20 до 80%. Согласно немецкому законодательству, возобновляемые источники энергии дотируются за счет установления повышенных тарифов на закупку генерируемой ими электроэнергии коммунальными компаниями. В 2011 году свыше 60% выработки электроэнергии в ФРГ обеспечили тепловые электростанции, преимущественно на угле, доля АЭС составила менее 18%.

«Отказ Германии от ядерной энергетики обойдется в €1,7 трлн. в период до 2030 года, что эквивалентно более чем 65% годового ВВП страны. Эти расходы лягут на потребителей электроэнергии и налогоплательщиков», — заявил член совета директоров «Siemens» Михаэль Зюсс, курирующий в компании сектор энергетических технологий. По его словам, данная оценка исходит, в частности, из ожидаемого повышения стоимости электроэнергии вследствие планируемого в ФРГ резкого расширения использования возобновляемых источников энергии. «Германия всегда выполняла цели, поставленные перед ее промышленностью. Если новая энергостратегия провалится,.. это уронит авторитет нашей страны как высокоразвитой индустриальной нации», — заявил М. Зюсс, которого цитирует «Reuters».

Апологеты атомной энергетики в качестве главного аргумента в её защиту трубят об исчерпаемости запасов органического топлива. В такой ситуации для неинфицированного «зелёной чумой» мирового сообщества открывается реальная возможность определиться с глобальной энергетической стратегией человечества на планете Земля на ближайшие десятилетия XXI века. Попытаемся это сделать и мы.

В настоящее время принято делить источники энергии на возобновляемые и невозобновляемые.

Невозобновляемые источники энергии используют органическое горючее с потреблением атмосферного кислорода, не восстанавливаемого растительным миром на территории страны, а также ядерное топливо - делящиеся изотопы природного происхождения.

Возобновляемые источники энергии используют солнечную энергию (гелиотермические, гелиоэлектрические, гелиохимические), энергию воды (гидроэнергетические), энергию ветра (ветроэнергетические), гравитационную энергию (энергия приливов и отливов), геотермальную энергию, органическое горючее в том или ином виде при восстановлении атмосферного кислорода растительным миром на территории страны, ядерную энергию при восстановлении в том или ином виде делящихся изотопов атомной энергетикой.

Природное топливо, как известно, представляет собой совокупность какого-то горючего — угля, нефти, природного газа, водорода, биомассы, и окислителя — атмосферного кислорода.

Уголь своим происхождением обязан, как общепринято считать, древним торфяным болотам, в которых, начиная с девонского периода, накапливались органические вещества. В них без доступа кислорода в течение многих миллионов лет под воздействием температуры и давления происходили превращения торфа в будущие ископаемые угли.

Что же касается нефти и газа, то до недавнего времени между сторонниками биогенной и минеральной (глубинной) концепций их происхождения шла серьёзная борьба. Одни утверждали, что нефть и газ в процессе литогенеза – преобразования донных отложений древних бассейнов, в которых развивалась жизнь, подобно углю возникли из отмерших остатков живых организмов, обитавших на Земле в прошлые доисторические эпохи. Однако при этом для образования нефти и газа признавалась необходимость гидрогенизации донных

отложений абиогенным водородом, поступающим из мантийных глубин, при затягивании этих отложений, находившихся под крупными разломами, под литосферные плиты в зону мантии

Минеральная концепция происхождения нефти и газа исходит из космогонической истории углеводородов, которая начинается в безднах мироздания и сегодня прослеживается астрофизическими и другими методами по составу межзвёздных молекулярных и ионных облаков, межпланетных пылевых частиц, комет, метеоритов, планет и их атмосфер и самих звёзд. Так, австралийскими астрономами на расстоянии 30 тыс. световых лет от Земли обнаружено огромное облако аминокислот и белка. Как выяснили астрофизики, планета Плутон состоит из замороженного метана, силикатного материала и льда. Энцеланд и Рея (спутники Сатурна) покрыты ледовым панцирем из метана. Космические скитальцы – метан, высокомолекулярные углеводороды, графит, другие соединения углерода вошли в состав первичного вещества Земли. Далее геохимическая эволюция системы С-Н-О в ядре Земли, затем на границе ядро-мантия, а затем в мантии привела к образованию абиогенно синтезированных нефти и газа.

Параллельно с этим, ещё в 70-х годах прошлого столетия, советская геологическая наука предложила в рамках проявления более широкого природного процесса – дегазации Земли – гипотезу о гидридном железоникелевом составе ядра нашей планеты. Сверхсжатый водород, оставшийся от протопланетной стадии формирования нашей планеты, и пропитывающий в результате окклюзии её жидкое ядро, по мнению российских учёных постоянно перемещается на периферию ядра к границе с мантией, где преобразуется в молекулярный с мощным выделением тепла. Разогревая нижнюю мантию до пластичного состояния, газовый водородный пузырь по дороге своего движения к верхним слоям карбидно-кремниевой мантии присоединяет находящийся в ней углерод, образуя CH_4(метан), C_2H_6,C_3H_8,C_4H_{10}, C_5H_{10} и более тяжёлые соединения. В виде огромных лёгких пузырей эта потенциально горючая и взрывчатая смесь молекулярного водорода и газа, устойчивая в глубинной бескислородной среде, поднимается вверх и формирует путь для нагретых столбов пластичного вещества мантии диаметром в десятки и сотни километров, уходящих вглубь к границе жидкого ядра. Хотя верхняя мантия, как уже давно установили геофизики, нагрета всего до 600^0С, можно предположить с учётом сказанного выше, что смесь молекулярного водорода и природного газа, следуя вместе с абиогенно синтезированными газом и нефтью, поднимается до подкорковых слоёв. А далее по разлому земной коры и его оперяющим трещинам эта смесь впрыскивается под колоссальным давлением мантийного очага в любую пористую и проницаемую среду, распространяясь в ней из разлома подобно грибообразному облаку. Если эта смесь не проникает в земную атмосферу через земную кору, то образуются месторождения природного газа и нефти.

При попадании в пористую и проницаемую среду морского или океанического дна не происходит всплывания нефти и газа, так как сила поверхностного натяжения на разделе нефть-вода или газ-вода в 12 -16 тысяч раз больше силы всплывания нефти. Нефть и газ остаются сравнительно неподвижными пока новые порции нефти и газа не продвинут их залежи.

Однако в случае выхода только газов они соединяются с водой, образуя кристаллические залежи газовых гидратов, напоминающих по внешнему виду лёд, - 1 м^3 газогидрата содержит примерно 200 м^3 газа. Полагают, что газовые гидраты имеются почти в 9/10 Мирового океана, и содержание метана в осадках морского дна вполне сопоставимо с содержанием метана в обычных месторождениях, а иногда превышает его в несколько раз. Запасы газогидратов в сотни раз превосходят запасы нефти и газа во всех разведанных месторождениях. Однако тектоническая активность подводных недр периодически разрушает газогидратные залежи. Так, например, дно Мексиканского залива в районе Бермудского треугольника в результате тектонического разрушения газогидратных залежей периодически фонтанирует мощнейшими газовыми потоками, образующими на поверхности моря громадные купола воды и газа. Эти купола на экранах судовых радаров фиксируются как острова. При приближении к ним корабль теряет, естественно, свою архимедову подъёмную силу со всеми следующими отсюда последствиями. Самолёты, пролетающие через восходящий газовый поток, теряют также с соответствующими последствиями доступ к окислителю – атмосферному кислороду. А «острова» исчезают, так как при разрушении газогидратов происходит резкое понижение температуры в пласте. В результате создаются условия для образования нового газогидратного льда и запечатывания газоносных отложений.

Если смесь водорода и органических соединений прорывается в земную атмосферу, то огромная тепловая энергия, вызванная реакцией соединения атмосферного кислорода с водородом, метаном и другими углеводородами в жерлах вулканов плавит горные породы до 1500 ^{0}С, превращая их в потоки раскалённой лавы. В атмосферу при этом выбрасываются тысячи кубических километров газов, в том числе продуктов сгорания водорода и метана – водяного пара и углекислого газа. А миллионами лет нарабатываемый растительным миром при разложении углекислого газа атмосферный кислород при соединении с водородом и образовании воды теряется безвозвратно.

Питер Вард из Университета Вашингтона нашёл причину «великого вымирания», случившегося примерно 250 миллионов лет назад. Изучив химические и биологические «следы преступления» в осадочных породах, Вард пришёл к выводу, что они были вызваны высокой вулканической активностью в течение нескольких миллионов лет в той области, которая теперь называется Сибирью. Вулканы не только нагревали атмосферу Земли, но и выбрасывали в неё газы. Кроме того, в этот же период в результате испарения воды произошло значительное понижение уровня Мирового океана, и на воздух были выставлены огромные площади морского дна с залежами газогидратов, «экспортировавших» в атмосферу гигантские количества разных газов. Основную их часть составлял метан – самый эффективный парниковый газ. Всё это привело как к дальнейшему быстрому потеплению, так и к снижению доли кислорода в атмосфере до 16% и ниже. А поскольку концентрация кислорода падает с высотой вдвое, то сократилась пригодная для существования животного мира площадь на планете. «Если вы не жили тогда на уровне моря, то вы вообще не жили», — говорит Вард.

Легко проследить дальше судьбу вулканических водяного пара и углекислого газа. Водяной пар «секвестрировался» конденсацией, а углекислый газ опять миллионами лет «секвестровался» в биомассе растительного

мира планеты в результате фотосинтеза с образованием молекулярного атмосферного кислорода. Сегодняшняя атмосфера Земли весит ориентировочно 5 150 000x10^9 тонн и включает в себя в том числе кислород – 21%, т.е. 1 080 000x10^9 тонн, и углекислый газ – 0,035%, т.е. 1800x10^9 тонн. Четыре миллиарда лет назад в атмосфере Земли свободный кислород отсутствовал, а было чуть ли не 90% углекислого газа. Сегодня углекислого газа 0,035%. Так куда же он делся?

Спустя какой-то период развития Земли, после исчерпания запасов органических веществ перед организмами встала проблема поиска альтернативного источников энергии. Им стал солнечный свет, за счёт которого организмы, поглощая углекислый газ атмосферы, стали осуществлять реакцию фотосинтеза. Оксигенный (кислдородопродуцирующий) фотосинтез появился около 2,7 млрд лет назад. Процесс этот, каталитический, происходящий с помощью хлорофилла, содержащегося в растениях.

С энергетической точки зрения фотосинтез есть процесс превращения энергии света (естественного солнечного или искусственного) в потенциальную химическую энергию продуктов фотосинтеза - углеводов и кислорода атмосферы. Отмирая, растения падали на дно болот и при отсутствии там кислорода превращались в уголь, а кислород накапливался в атмосфере. Предполагается, что около 1,5 млрд лет назад содержание кислорода в атмосфере достигло 1% от его современного количества. Тогда были созданы энергетические условия для появления животных, которые при пищеварении окисляли атмосферным кислородом углеводы, составляющие растения, и вновь получали свободную энергию, используя её уже для собственной жизнедеятельности. Возник сложный энергетический биоценоз «флора-фауна», который и начал свою эволюцию.

В результате эволюционных динамических процессов в биосфере Земли были сформированы определенные условия для саморегуляции - гомеостаза, постоянство которых во времени необходимо для нормального функционирования совокупности всех живых организмов, составляющих сегодняшнюю биосферу. Расчеты сегодняшней производительности растительного мира Земли, выполненные автором по методике, учитывающей, в том числе, зависимость интенсивности фотосинтеза от географической широты, листовой поверхности и ряда других факторов, дали следующие результаты.

Годовое производство растительным миром Земли атмосферного кислорода (с учетом потребления для жизнедеятельности кислорода самими растениями) составляет 138,3x10^9 тонн, а потребление при этом растительным миром углекислого газа атмосферы – 184,1x10^9 тонн. Интересно было оценить, за сколько лет при прекращении поступления углекислого газа в атмосферу при сегодняшнем его поглощении растительным миром Земли, растения исчерпают его сегодняшний запас. Оказывается, за 9–10 лет! После чего растительный мир должен прекратить свое существование, а за ним исчезнет и животный мир Земли, лишенный своей естественной пищи.

Всё сказанное наводит на мысль о необходимости сбалансированности производства растениями атмосферного кислорода и его потребления природой, животными и человеком. Если повышать содержание CO_2, как одного из исходных продуктов для фотосинтеза, то соответственно будет увеличиваться и интенсивность фотосинтеза, однако до определенного предела. При увеличении добычи и сжигания органического топлива до 20 млрд тонн условного топлива (т у. т.) в год промышленное потребление кислорода из атмосферы составит примерно 50 млрд тонн и в совокупности с естественным потреблением превысит нижнюю границу его воспроизводства в природе. Во многих промышленно развитых странах эта граница давно уже пройдена. А по мнению авторитетных источников постоянное снижение запасов атмосферного кислорода началось уже на рубеже XIX и XX столетий.

Поскольку рассматриваемые изменения происходят в короткий эволюционный период, велика вероятность выхода человечества и всей сегодняшней биосферы за границы возможностей гомеостаза, т.е. саморегуляции. С позиций необходимости поддержания гомеостаза, в том числе с целью определенного содержания кислорода в атмосфере Земли, сжигаемый атмосферный кислород должен постоянно и непрерывно восстанавливаться растениями в результате фотосинтеза. При этом суммарная энергия, выделяемая при сжигании горючего в атмосферном кислороде, должна соответствовать количеству солнечной энергии, потребляемому растениями при фотосинтезе с целью воспроизводства такого же количества кислорода. Растения производством кислорода и органического топлива (углеводов собственного тела) воспроизводят, тем самым, затраченную животными и человеком потенциальную химическую энергию топлива.

Очевидно, что для сохранения гомеостаза мощность всей земной энергетики, использующей горючее, не должна превышать определённого уровня, соответствующего мощности растительного мира Земли по воспроизводству атмосферного кислорода. В противном случае дисбаланс приведёт к тотальной деградации среды обитания человечества — сегодняшней биосферы Земли. Поэтому для сбалансированного потребления горючего каждой страной должен быть установлен соответствующий международный порядок, а при его соблюдении можно будет утверждать, что страна пользуется «восполняемым» или «возобновляемым» источником энергии при сжигании топлива. Вот и весь весьма простой механизм образования органического топлива на Земле как совокупности различных видов горючего (угля, водорода, метана, нефти и другой «биомассы») и окислителя (атмосферного кислорода), а также элементарно необходимые правила его потребления.

Однако мировое сообщество, похоже, не собирается соблюдать эти правила.

Принцип 2 Конференции Организации Объединённых Наций по окружающей среде и развитию (Рио-де-Жанейро,1992 год) гласит: «В соответствии с Уставом Организации Объединённых Наций и принципами международного права, государства имеют суверенное право разрабатывать свои собственные ресурсы согласно своей политике в области окружающей среды и развития, и ***несут ответственность за обеспечение того, чтобы деятельность в рамках их юрисдикции или контроля не наносила ущерба окружающей среде других государств или районов за пределами действия национальной юрисдикции».***

Большинство промышленно развитых стран уже давно стали странами-«паразитами», у которых промышленное потребление атмосферного кислорода на их территории многократно превышает его воспроизводство растительным миром (см. **«Атмосферным кислородом по глобализации и кредиторам»** — «Промышленные ведомости» № 5—6, март 2001 г.).

Но вернёмся к запасам горючего на планете, в первую очередь газа и нефти. Теория абиогенного генезиса нефти и газа выводит нефтегазовую геологию и геохимию на новые многообещающие рубежи освоения немереных кладовых углеводородного сырья. Как следует из сказанного выше, запасы горючего на нашей планете практически неограниченны. Открыто немало месторождений, в которых нефть и газ залегают на глубинах 4500–7520 м. На Сицилии уже около 20 лет разрабатываются газонефтеносные месторождения, тесным кольцом опоясывающие лавовые склоны знаменитой Этны. В США обязательное финансирование газогидратных разработок даже оформлено законодательно. В Брукхейвенской национальной лаборатории США, учитывая, что газогидраты устойчивы только при низких температурах и высоких давлениях и поэтому быстро разрушаются при извлечении со дна, сконструировали установку, на которой их можно синтезировать, а затем изучать кинетику их разложения и разработать технологию добычи, применимую уже в промышленных условиях.

Некоторое время назад на геофаке МГУ небольшое сообщение сделал замминистра природных ресурсов Индии. Он говорил про миллиарды долларов, направляемых страной на поиск газогидратов и разработку технологии их добычи. Высокого гостя спросили: «Индия не самая богатая страна, почему вы тратите огромные средства на эти проекты, когда за меньшие деньги газ можно просто закупать – в Саудовской Аравии или где-то поближе?». Замминистра ответил: «У нас много угольных месторождений, можно уголь перерабатывать в метан, но это на порядок больше затрат на перевозку газа или вложений в газогидратную тематику. Закупать газ, танкерами его возить или строить из России газопровод через Гималаи – тоже дорогие проекты. Третий путь – использовать газогидраты, которых у нас полно в океане, и которые находятся рядом, под боком».

В России специалистов по газогидратам совсем мало. Если посмотреть на те технологии, которые Министерство образования и науки утвердило в качестве приоритетных, и по которым проходят конкурсы для финансирования соответствующих проектов, то можно заметить, что совсем исчезло направление, связанное с топливом будущего. Тем ни менее, в 2009 году, по сообщению Фонда содействия сохранению озера Байкал, учеными Лимнологического института совместно с японскими учёными удалось с помощью глубоководного обитаемого аппарата «Мир» поднять на поверхность около пяти килограммов газогидратов. «Большой кусок газогидрата во время погружения был отколот от возвышенности на дне озера. При помощи манипулятора он был помещен перед камерой, установленной на глубоководном аппарате. Это позволило наблюдать процесс полного разложения газогидрата при его подъеме к поверхности воды. Ученые классифицировали основные фазы его разложения, что является беспрецедентно важным шагом в исследовании перспектив производственной эксплуатации газогидратов в будущем», — говорится в сообщении.

Как говорят специалисты, генетическое родство нефтей, газов и конденсатов Западной Сибири свидетельствует об их поступлении из одного общего глубинного, вероятней всего подкоркового источника, сформировавшегося недавно. Да и атмосферного кислорода растительный мир России производит немереное количество. Поэтому может и ни к чему нам все эти инновации? Сейчас происходит перераспределение экономико-политических потенций между странами в связи с перекраиванием мировой карты размещения горючих энергоносителей. Возможно, лет через 15–20 страны, овладевшие прорывными энергетическими технологиями, будут иметь столько горючего, сколько захотят, из-за чего мировой экспорт нефти и газа резко сократится. Тогда страны – сырьевые придатки станут играть десятистепенную роль на мировом рынке. А так как Россия живёт и кормится нефтью и газом, то она может оказаться на обочине мировой экономики.

Для стран Евросоюза, которые испытывают бесспорный экологический кризис, в первую очередь — из-за потребления органического топлива, многократно превышающего возможности окружающей среды на их территориях по восстановлению антропогенно поглощаемого атмосферного кислорода и поглощению антропогенного углекислого газа, политическое давление «зелёных» направлено, тем не менее, против атомной энергетики. **В этой связи у Концерна «Росэнергоатом» есть большие шансы для постоянного и широкого экспорта электроэнергии в страны Евросоюза.**

Хотя не всё так просто. Одним из аргументов в пользу акционирования АЭС, чуть ли не главным, являлась необходимость привлечения частных инвестиций в развитие атомной электроэнергетики. Однако известно, что на Западе не удаётся найти место для ядерной энергетики в новой, либерализированной модели энергетики. Будучи сейчас необходимой для общества, ядерная энергетика оказывается невыгодной для частных инвестиций, во многом определяющих энергетическое будущее всего мира. Ведь все действующие сегодня в мире атомные станции были построены государственными или частными вертикально интегрированными монополиями, которые действовали в рамках прежней модели экономики.

Новая модель сделала инвестиции в капиталоёмкую ядерную энергетику невыгодной для частных инвесторов, хотя на ядерную энергетику общественный спрос растет. В своём первом после избрания интервью, которое Джордж Буш-младший дал «The Wall Street Journal», он подчеркнул: «Нам нужен закон об энергетике. Я уверен, что ядерная энергия поможет нам найти ответы на многие вопросы. Безусловно, она более экологична, а многие обеспокоены сжиганием угля в энергетических целях. Она, безусловно, решает вопрос о зависимости США от внешних поставщиков энергоресурсов. Это возобновляемый источник энергии. Фундаментальный вопрос – смогут или нет регулирующие и законодательные нормы оправдать капиталовложения в атомную энергетику, чтобы она могла конкурировать с другими видами энергетики». На сегодня в США действуют 104 атомных энергоблока, вырабатывающих электроэнергию.

По нашему мнению, стимулирование дальнейшего развития в мире атомной энергетики решается довольно просто – введением необходимой платы за потребление атмосферного кислорода, то есть природного капитала, не находящегося в частной собственности (см. **«Устойчивое развитие и экоэффективность мировой электроэнергетики»** — «Промышленные ведомости» №13–16, июль–август 2003 г.).

Однако Госдума Российской Федерации в 2011 году не стала рассматривать законопроект, согласно которому атмосферный воздух приравнивается к природным ресурсам, таким как вода, полезные ископаемые и др., а за его использование промышленными предприятиями в технологических процессах должна взиматься плата.

Проект закона был внесен Липецким областным советом депутатов, и направлен на рассмотрение думского комитета по природным ресурсам, природопользованию и экологии.

В пояснительной записке к законопроекту указывается, что российское природоохранное законодательство подробно регламентирует порядок использования компонентов природной среды. Так, использование воды и плата за это регламентируются Водным кодексом РФ, порядок пользования недрами — законом «О недрах», существуют законы, касающиеся порядка использования животного мира, растительных ресурсов. Кроме того, закон «Об охране окружающей среды» устанавливает, что использование природных ресурсов должно оплачиваться, а вред окружающей среде — возмещаться. Однако, указывают авторы законопроекта, «отмечается отсутствие единого правового подхода и пробел законодательства в части потребления атмосферного воздуха как компонента природной среды».

Липецкие депутаты напоминали, что для сжигания ископаемого топлива на промышленных объектах в 2007 году было использовано около 5,81 миллиарда тонн атмосферного воздуха, а антропогенные выбросы парниковых газов в России в 2007 году составили 2,19 миллиарда тонн эквивалента CO_2. При этом Киотский протокол обязывает Россию ограничивать и сокращать выбросы парниковых газов, в частности, путем содействия лесовосстановлению, внедрения экотехнологий.

Законопроектом, в частности, предлагалось внести во вторую часть Налогового кодекса поправки, предусматривающие плату за потребление атмосферного воздуха юридическими лицами для своих производственных нужд, а также выдачу разрешения на это. В закон «Об охране атмосферного воздуха» предлагалось внести положения о нормативах и предельно допустимом потреблении атмосферного воздуха юрлицами, а также о плате за это потребление.

«Изъятие атмосферного воздуха и выделение парниковых газов в процессах горения для производственных нужд осуществляется коммерческими юридическими лицами, а лесовосстановление и воспроизводство лесов, которые поглощают парниковые газы, обеспечивается органами государственной власти, органами местного самоуправления», — констатируют инициаторы законопроекта.

По нашему мнению, такое налогообложение должно распространяться и на владельцев всех транспортных средств, в частности, автомашин, в которых сжигается топливо.

Значимая плата за кислород вынудит использовать «чистую» технику, в том числе производить эффективно сжигающие топливо двигатели и потреблять электроэнергию электростанций, в которых не сжигается кислород. **Это позволит Концерну «Росэнергоатом» увеличивать долю АЭС в производстве электроэнергии,** что автоматически приведет и к существенному сокращению антропогенных выбросов.

Тогда и Киотский протокол необходимо будет переориентировать на потребление кислорода, а не на выбросы углекислого газа (см. также «**Экологическая доктрина в части атмосферного пользования. Какой ей быть?**» — «Промышленные ведомости» № 9–10, май 2003 г.).

ОРГАНИЗАЦИЯ ОЗНАКОМИТЕЛЬНЫХ ПРАКТИК СТУДЕНТОВ ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ФАКУЛЬТЕТА НА ОБЪЕКТАХ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ГЕРМАНИИ

Николаев В.Г.

Кольский филиал Петрозаводского государственного университета, г. Апатиты

Физико-энергетический факультет Кольского филиала Петрозаводского государственного университета в течение 10 лет сотрудничает со странами Скандинавии и Центральной Европы.

В рамках существующих договоров о международном сотрудничестве осуществляются регулярные поездки студентов 3–5 курсов (специальность Теплофизика) в Германию. Основная цель поездок – изучение передовых технологий, процессов и оборудования в используемого в энергетике, а также системы подготовки бакалавров и магистров в немецких университетах. Студенты на протяжении 30 дней практики имеют возможность знакомиться с культурой, историей и традициями страны.

В ходе практик студенты изучают работу атомных станций на разных этапах их эксплуатации: 1) на проектной мощности – АЭС Krümmel (время посещения 2005–2008 гг.), Gundremmingen (2010–2011 гг.); 2) при проведении реконструкции станции АЭС Krümmel (2008–2009 гг.); 3) при проведении консервации станции







с последующим выводом ее из эксплуатации Krümmel АЭС (2011–2012 гг.); 4) полном выводе АЭС из эксплуатации Gundremmingen, блок А (2011–2012 гг.).

В 2006–2010 гг. студенты посещали научно-исследовательский центр GKSS, где рассмотрели работу исследовательского реактора FRG-1 и познакомились с научными работами в области материаловедения.

В течение нескольких лет обязательной частью практики было посещение: крупнейшего немецкого научно-исследовательского центра DESY в Гамбурге, в котором студенты знакомились с работой ускорителей, а также исследованиями, проводимыми с использованием синхротронного излучения, также были организованы экскурсии на ускорители заряженных частиц в университетах г. Аугсбурга и г. Мюнхена.

В программу поездок постоянно включаются предприятия, работающие на основе возобновляемых источников энергии: институт ветроэнергетики DEVI, мусоросжигающие фабрики г. Гамбурга и г. Аугсбурга, Энергипарк компании WESTFALL г. Геестахт.

В 2011 студенты дважды посетили хранилище ядерных отходов в Горлебене, где познакомились с технологией выгрузки отработанного топлива из транспортных контейнеров и подготовки его к дальнейшему захоронению. В августе 2012 г. запланировано посещение самого подземного хранилища.

Немаловажное значение при проведения практик является изучение работы информационных центров предприятий энергетического комплекса Германии, работающих в условиях жесточайшей борьбы с различными экологическими организациями. Для понимания требований, предъявляемых этими организациями к АЭС, были проведены встречи с руководителем фракции зеленых земли Бавария Кристиной Кам и специалистами в агентстве по охране окружающей среды. Наши студенты приняли участие в диспуте о путях развития энергетики в Европе, которое прошло в январе 2012 г. в ландтаге г. Мюнхена.

Таким образом, в результате ознакомительных практик более 200 студентов факультета смогли познакомиться с работой энергетических предприятий Германии. Полученные студентами знания, легли в основу их курсовых и дипломных работ, и в дальнейшем могут быть востребованы в профессиональной деятельности выпускников.

ЖИВУЧЕСТЬ КОНСТРУКЦИОННЫХ СПЛАВОВ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

Горбатых В.П., Иванов С.О.

Московский энергетический институт (технический университет)

Коррозионное растрескивание под напряжением (КРПН) относится к локальным типам коррозии – испытания образцов конструкционного (КС), взятого с «берегов» коррозионной трещины. не обнаруживают изменения механических свойств.

КРПН интерпретируется в [1] диаграммой Венна в виде наложения трех кругов (рис. 1).

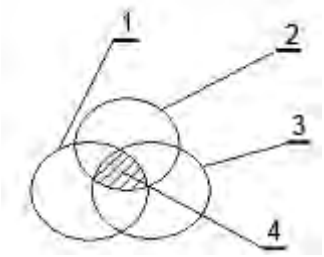


Рис. 1. Диаграмма Венна. Круги символизируют: 1 – склонность металла к КРПН; 2 – наличие специфического компонента в коррозионной среде; 3 – наличие растягивающих напряжений; 4 – сочетание числовых значений характеристик склонности, концентрации специфического компонента и растягивающих напряжений, при котором через некоторое время реализуется КРПН

Между наложением условий, при которых возникает трещина, и регистрацией собственно коррозионной трещины приборами проходит некоторое время – инкубационный период. Он тем больше, чем меньше числовые значения характеристик склонности, концентрации специфического компонента и растягивающих напряжений. В то же время нет «пороговых» числовых значений ни этих характеристик: ни температуры, ни напряжения, ни каких-либо других значимых факторов.

Если роль механических напряжений в процессе КРПН в общих чертах понятна, то склонность металла к КРПН и наличие специфического компонента в коррозионной среде требует дополнительных пояснений, а именно.

Специфический компонент. Для конструкционных сплавов с разной основой этот компонент сугубо индивидуален

- углеродистые стали – гидроксоний (H_3O^+);
- аустенитные хромоникнлевые стали (АХНС) – преимущественно кислород, хлорид-ион (Cl^-) и другие элементы группы галогенов;
- цирконий – преимущественно фторид-ион (F^-) и и другие элементы группы галогенов;
- высоконикелевые сплавы – гидроксоний (H_3O^+);
- медь и сплавы на ее основе – преимущественно аммиак (NH_4OH) и другие щелочи и т.д.

Склонность металла к КРПН. При нагружении КС на воздухе металл реагирует в основном пластическим течением – генерацией и перемещением дислокаций с выстраиванием дефектами кристаллического строения определенных структур [2]. Дислокационные скопления формируют дополнительные растягивающие напряжения, способствующие генерации и скольжению дислокаций.

Дополнительные напряжения от дислокаций можно вычислить по формуле Тейлора, а дополнительные напряжения от α-фазы в (γ -фаз можно рассчитать, использовав уравнение Гука и относительную деформацию.

Общее напряжение будет равно сумме приложенных (внешних) и внутренних. Плотность дислокаций и соотношение объемов фаз с различной кристаллографической структурой составляют часть характеристик технологической наследственности КС.

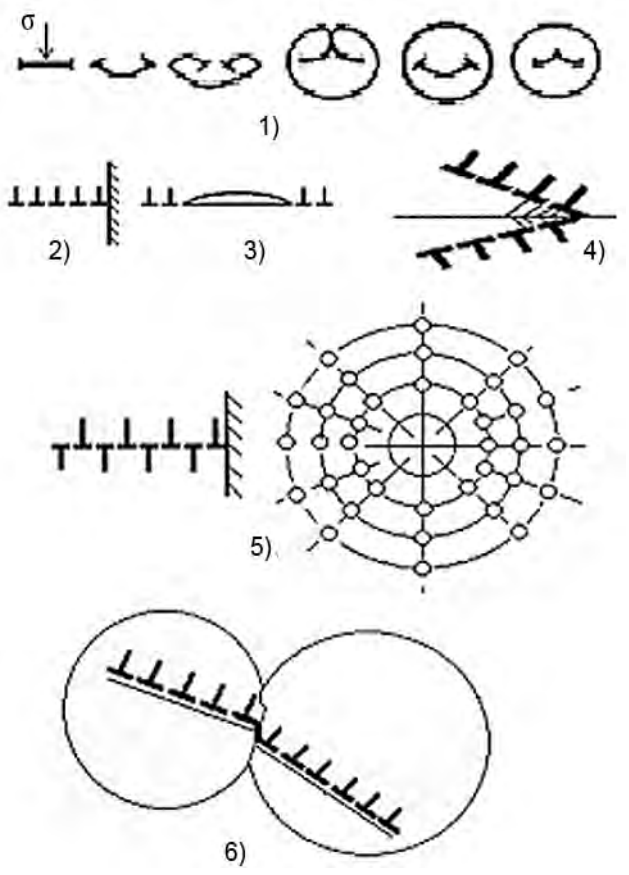


Рис. 2. Дефекты кристаллического строения металла и их роль в формировании траектории коррозионных трещин [2]. σ – механическое напряжение; Транскристаллитные трещины: 1 – стадии генерации петель дислокаций, выстраивание ими плоских скоплений (2), образование зародыша трещины (3); 4 – сидячая дислокация Ломюра-Коттрелла и зародыш трещины; 5 — плоские скопления дислокаций при знакопеременных σ и образование вакансий при аннигиляции знакопеременных дислокаций. Межзеренное растрескивание: 6) плоские скопления дислокаций по обе стороны границы зерен и сдвиговое формирование зернограничной трещины

В [3] подчеркивается о безусловной негативной роли водорода в процессах растре-скивания КС. Эту точку зрения разделяют и авторы [4].

Технологические остаточные напряжения (напряжения, создаваемые гетерофазностью и плотностью дислокаций,, а также и начальное содержание водорода в стали марки 10ГН2МФА являются полем характеристик технологической наследственности..

Для малолегированной стали марки 10ГН2МФА характерен преимущественно 6-й тип скоплений дислокаций.

Решение проблемы разработки достаточно достоверных методов оценки технического и остаточного ресурсов, обоснование продления срока службы оборудования, в том числе – оборудования атомной энергетики сопряжено как с объективными научно-техническими сложностями, так и с преодолением субъективных, исторически сложившихся подходов и путей ее решения [4]. Можно констатировать, что до сих пор нет единого подхода к вопросу построения математических интерпретаций для расчета долговечности при условии сочетания нескольких процессов: вероятностно-статистические или феноменологические детерминистические модели? По видимому, на данном этапе все-таки это сочетание обоих этих направлений с эволюционным продвижением в сторону увеличения доли именно феноменологических детерминированных моделей по мере уточнения научных представлений о природе формирования несплошности конструкционного сплава.

В этой обстановке в конце 1980-х до середины 1990-х годов проявила себя коррозионная усталость стали марки 10ГН2МФА. Зона регистрации трещин примыкает к неперфорированному клину «холодного» коллектора парогенератора типа ПГВ-1000М. Наработка до обнаружения несплошности методами неразрушающего контроля составляла от 6960 до 59600 часов. Необходимо отметить, что конструкции парогенератора, включая коллектора теплоносителя, были рассчитаны в строгом соответствии с [5]. Также следует отметить, что повреждение носило остролокализованный характер: образцы металла, взятого с «берегов» трещины не обнаруживали изменения механических свойств. Еще один факт: по всем расчетам металл перемычек «горячего» коллектора более нагружен, чем у «холодного». Но повреждения наблюдались только на «холодных» коллекторах.

Был выдвинут ряд версий, основанных в главным образом на механическом нагружении металла, вибрации и металлургических факторах (гетерофазности и гетерогенности).

Наибольшее развитие получили гипотеза механического перенагружения; коррозионного растрескивания при замедленной деформации; коррозионной усталости с участием электролитического водорода в процессе наводороживания.

Гипотезу механического перенагружения стали марки 10ГН2МФА, как металла перемычки, основывалась на эффекте «заневоливания» коллекторов [6]. Это понятие следует трактовать как ограничение перемещения верхней части коллектора в горловине корпуса парогенератора из-за изгиба оси коллектора по причинам: а) разности суммарной пластической деформации вдоль образующей, обращенной к середине парогенератора, и вдоль образующей, обращенной к корпусу парогенератора; б) температурной разверки по периметру «холодного» коллектора из-за разной длины теплообменных трубок и, соответственно, разной степени охлаждения в них теплоносителя. Предполагалось, что устранение «заневоливания» значительно повысит наработку до отказа. Однако этого не произошло. Повреждения коллекторов после «разневоливания» продолжали иметь место.

Таким образом, эта версия, не объясняя причин повреждения именно «холодных» коллекторов, отпала как доминирующая, но положительное влияние «разневоливания» на наработку до отказа безусловно.

Другая гипотеза — коррозионное растрескивание при замедленной деформации (ЗДКР) [7] объясняла, что под действием остаточных напряжений происходит замедленное деформирование, уменьшается пластич-

ность, и это на фоне «провала» механических свойств стали марки 10ГН2МФА в диапазоне рабочих температур «холодного» коллектора и приводит, в конце концов, к появлению несплошности именно на холодном коллекторе.

«Провал» механических свойств стали марки 10ГН2МФА экспериментально зафиксирован при низких значениях водородного показателя pH.

С точки зрения коррозионных процессов ЗДКР – это попытка объединить и математически описать одним алгоритмом два природных явления в одно: механохимический и хемо-механический эффекты [8] воедино. Рис. 3 и 4 поясняют суть ЗДКР в этом аспекте.

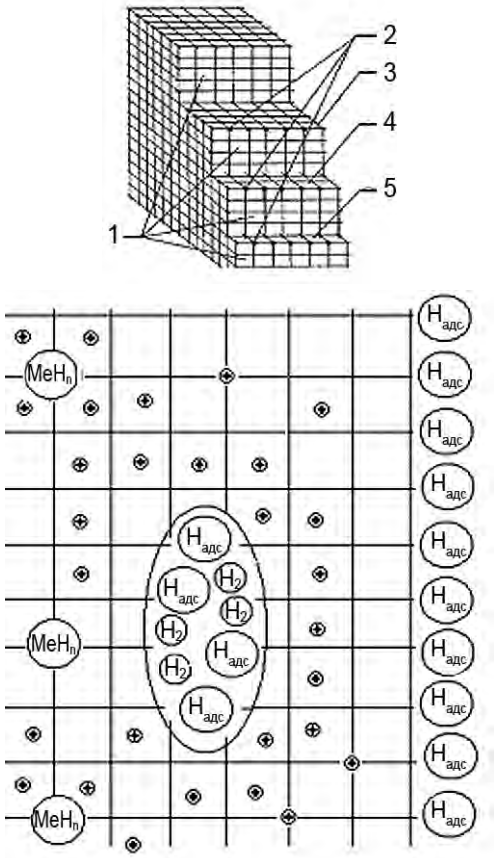


Рис. 3. ЗДКР – это коррозия под напряжением (а) и водородная хрупкость (б)

Рис. 3 достаточно полно иллюстрирует тезис, что ЗДКР – это два процесса: коррозия под напряжением (а) + водородная хрупкость (б).

Генерация дислокаций и их перемещение приводит к выходу ступенек скольжения на границу раздела «металл/среда» (рис. 3, а). Атомы, лишенные части межузловых связей и пассивного защитного слоя, ускоренно растворяются, оставляя валентные электроны в металле. Эти электроны нейтрализуются на катоде ионами водорода, который частично поглощается металлом (рис. 2, позиция 1). Наличие абсорбированного водорода в металле в состоянии необратимых ловушек приводит (рис. 3, б; рис. 4) к дополнительной деформации межузловых связей кристаллической решетки, т.е., к водородному охрупчиванию и снижению предела прочности на растяжение (рис. 3, поз. 2). Наработка до достижения равенства приложенного растягивающего напряжения (рис. 2, поз. 3) и предела прочности на растяжение (рис. 2, поз. 2) определяет наработку до отказа водородонасыщенного металла τ_{cc} [9].

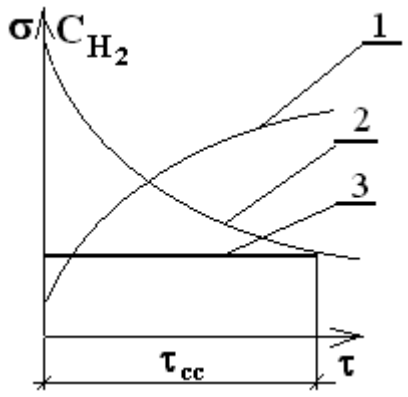


Рис. 4. Срок службы металла при водородной хрупкости. 1 – накопление водорода C_{H_2} в объеме металла; 2 – изменение предела прочности σ при растяжении, вызванное водородным охрупчиванием; 3 – рабочее растягивающее напряжение; τ – экспозиция; τ_{cc} – срок службы по критерию достижения предельного состояния при водородной хрупкости

Формирование температурной разверки по периметру «холодного» коллектора пояснено на рис. 5.

Температура «горячего» коллектора $T_{гк}$ одинакова по всему периметру, $T_{гк}$ = const. В то время, как температуры T_1, T_2 и T_3 отличаются друг от друга всего на несколько градусов. Но это приводит к существенной разнице в протекании процесса теплообмена в кольцевых зазорах недовальцовки ТОТ в «холодном» коллекторе.

В зазорах с большим перепадом температур между T_i и T_s (короткая ТОТ) вода второго контура, втягиваемая капиллярными силами внутрь кольцевого зазора испаряется по пути и не достигает дна кольцевого зазора. В зазорах с малым перепадом температур между T_i и T_s (самая длинная ТОТ) длина пути полного испарения превышает глубину кольцевого зазора. Это приводит к тому, на дне этого зазора существует раствор электролита и поляризационная коррозионная диаграмма полностью заполяризована: высокая плотность коррозион-

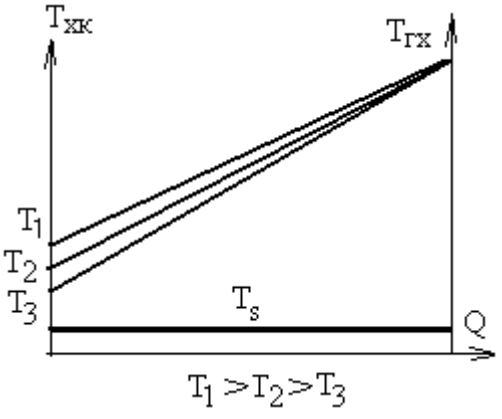


Рис. 5. Температурная разверка по периметру «холодного» коллектора. T_1 – температура входа в «холодный» коллектор теплоносителя из самой короткой теплообменной трубки (ТОТ); T_2 – температура входа в «холодный» коллектор теплоносителя из ТОТ средней длины; T_3 – температура входа в «холодный» коллектор теплоносителя из самой длинной ТОТ; $T_{хк}$ – температура «холодного» коллектора; $T_{гк}$ – температура «горячего» коллектора; T_s – температура насыщения по второму контуру;.Q – теплота

ного тока. В кольцевых зазорах «горячего» коллектора и в кольцевых зазорах ввода самых коротких ТОТ «холодного» электроды многоэлектродной гальванической системы разомкнуты паром (большое электрическое сопротивление). В них (в зазорах) поляризационная коррозионная диаграмма заполяризована лишь частично: плотность коррозионного тока весьма мала. Это пояснено рис. 6.

Рис. 6. поясняет, каким образом именно в металл перемычек «холодного» коллектора попадает водород.

В 1986 г. был зафиксирован первый случай нарушения сплошности стали марки 10ГН2МФА – конструкционный материал коллекторов теплоносителя парогенератора типа ПГВ-1000М. По состоянию на 1991 г. было зафиксировано 14 таких случаев.

Авторы провели анализ относительной меры повреждения по критерию усталости МПу и выявили, что эта мера повреждения не превышает $5.06*10^{-3}$ (табл. 1).

Следовательно, есть по крайней мере еще один ЧПП, который и ответственен за повреждение КС [10], например наводороживание, приводящее к водородной хрупкости.

Авторами была сформулирована гипотеза причины растрескивания: водородная хрупкость на фоне высокого уровня поля характеристик технологической наследственности (гетерофазность, повышенная начальная концентрация водорода и высокая плотность дислокаций после вальцовки теплообменных трубок взрывом).

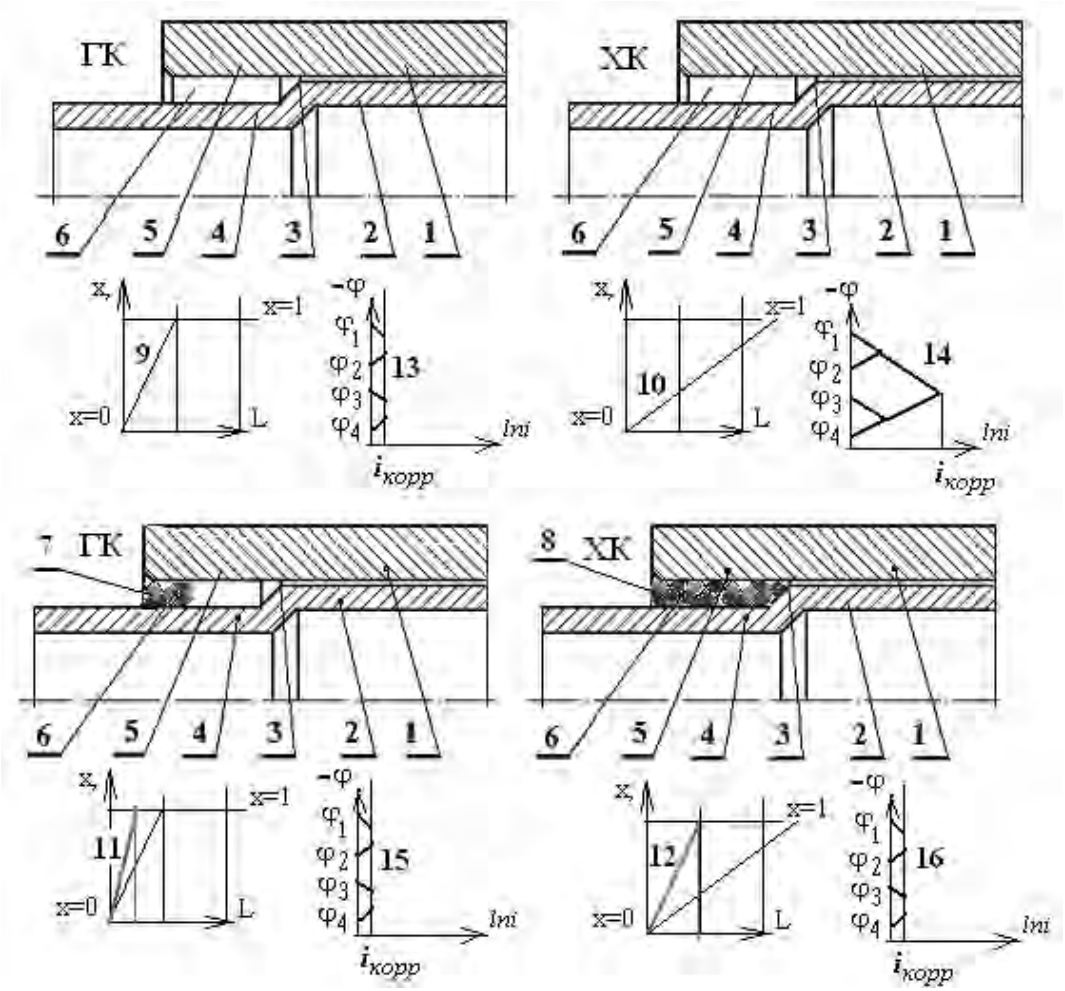


Рис. 6. Повреждение металла перемычек коллекторов парогенераторов типа ПГВ–1000М. 1 – сильно наклепанный взрывом металл перемычки между отверстиями для вальцовки теплообменных трубок (ТОТ) в коллекторе (К) – сталь марки 10ГН2МФА; 2 – сильно наклепанный взрывом металл стенки теплообменной трубки (сталь марки 0Х18Н10Т); 3 – переход от зоны сильного наклепа взрывом металла ТОТ и К к зоне их слабого наклепа; 4 – слабо наклепанный металл ТОТ; 5 – слабо наклепанный металл К; 6 – конструктивный кольцевой зазор недовальцовки ТОТ в К; 7 – «венчик» отложений в кольцевом зазоре недовальцовки «горячего» коллектора (ГК); 8 – полное заполнение отложениями кольцевого зазора недовальцовки «холодного» коллектора (ХК); 9 – осевое изменение паросодержания в кольцевом зазоре недовальцовки ГК;10 – осевое изменение паросодержания в чистом кольцевом зазоре недовальцовки ХК; 11 – осевое изменение паросодержания в кольцевом зазоре недовальцовки ГК при наличии«венчика» отложений; 12 – осевое изменение паросодержания в кольцевом зазоре недовальцовки ХК при наличии полного заполнения отложениями; 13 – частично заполяризованная диаграмма многоэлектродной гальванической системы перехода от зоны сильного наклепа к зоне слабого наклепа ГК; 14 – полностью заполяризованная диаграмма многоэлектродной гальванической системы перехода от зоны сильного наклепа к зоне слабого наклепа ХК; 15 – частично заполяри-зованная диаграмма многоэлектродной гальванической системы перехода от зоны сильного наклепа к зоне слабого наклепа ГК с «венчиком» отложений; 16 – частично заполяризованная диаграмма многоэлектродной гальванической системы перехода от зоны сильного наклепа к зоне слабого наклепа ХК при полном заполнении кольцевого зазора пористыми отложениями; φ_1, φ_2, φ_3, φ_4, – потенциалы электродов многоэлектродной гальванической системы перехода от зоны сильного наклепа к зоне слабого наклепа

Таблица 1. Результаты расчетов усталостной меры повреждения коллекторов

АЭС	Время работы блока до отказа, тыс. ч	Мера повреждения по усалости, МПу*
ЮУ АЭС (2 бл.)	14.3	$3.86*10^{-3}$
З АЭС (1 бл.)	26.9	$4.72*10^{-3}$
ЮУ АЭС (1 бл.)	41.8	$5.06*10^{-3}$
НВ АЭС (5 бл.)	57.2	$4.45*10^{-3}$

* МПу – относительная мера повреждения в процессе усталости [5]:

$$МП_Y = \Sigma N_{ji} / N_j^{lim}, \quad (1)$$

где N^{lim} – предельное число циклов нагружения КС с амплитудой напряжений σ_j перед повреждением КС; ΣN_{ji} – накопленное число циклов нагружения КС со всеми амплитудами напряжений σ_i.

Кинетика накопления водорода в металле, контактирующем с обескислороженной водой, авторами описана следующим выражением [6, 8, 10]:

$$C_H = K\tau^{0,5}\exp(-qpH) \quad (2)$$

где C_H – концентрация водорода в металле, $см^3$ водорода при нормальных условиях в 100 граммах металла; τ – экспозиция, с; pH – величина водородного показателя водной среды – отрицательного десятичного логарифма концентрации ионов водорода; K, q – константы, числовые значения которых определяются при решении системы несовместных уравнений типа (10) с подстановкой экспериментально измеренных числовых значений C_H, pH и τ.

Для проверки работоспособности (2) была сформирована база данных по: водородному показателю pH воды продувки (ежесуточно), экспозиции до повреждения; начальная концентрация водорода в стали 10ГН2МФА открытой выплавки (0,8 $см^3$ H_2 при н.у. на 100 г. металла).

Далее, была составлена система несовместных уравнений 14-го порядка типа (2) и (4) с тремя неизвестными K, q и C_H^{lim}. При этом в (3) экспозиция будет состоять из двух слагаемых: $\tau_i = [(\tau_{i,h}) + \Delta\tau_i]$, а $\tau_{i,h}$ вычисляется согласно (4):

$$\tau_{i,h} = \{[(C_{i-1})/k]^2 / \exp(-qpH)\}. \quad (4)$$

Эта система решалась методом наименьших квадратов на ЭВМ типа ЕС-1046 пошагово в предположении, что трещина проявляется после достижения концентрацией водорода предельного числового значения (критерий предельного состояния при водородной хрупкости C_H^{lim}), одинакового для всех парогенераторов (табл. 2).

Критерием был выбран минимум относительной среднеквадратичной погрешности результатов вычислений на каждом шаге.

Результаты приведены в табл. 2.

Из табл. 2 следует, что процесс повреждения коррозионного растрескивания конструкционного материала в контакте с коррозионной средой, в частности, стали марки 10 ГН2МФА, может протекать и математически описан при отсутствии значимого влияния усталости со среднеквадратичной относительной погрешностью $\delta(C_H^{lim}) = 8,5\%$ при максимальных отклонениях +22,7% и –17,14%.

Методика (2) была использована для определения предельных и оптимальных сроков проведения повторной низкотемпературной обработки холодных коллекторов парогенераторов типа ПГВ-1000М на АЭС России (НТО-2), а также эффективность этого и других технологических мероприятий [10, 11].

В частности, коэффициент k в (2) был представлен в виде, удобном для расчетного обоснования эффективности влияния изменения числового значения значимого фактора на срок службы стали марки службы стали марки 10ГН2МФА в условиях эксплуатации холодного коллектора.

Установлено и затем экспериментально подтверждено, что наибольший эффект по увеличению срока службы холодного коллектора могут дать:

- поддержание pH воды продувки на уровне 9,3±0,3;
- первичная и повторная низкотемпературная термообработки:
- применение неорганического пленкообразующего ингибитора LiOH (гидрооксида лития).

Результаты расчетов приведены в табл. 3.

В [12] приведено описание разработанного авторами алгоритма расчета долговечности и управления ресурсом конструкционного сплава при негативном и одно-

Таблица 2. Коррозионно-статистическая мера повреждения замененных парогенераторов (расчет по критерию водородной хрупкости)

АЭС, блок	№ парогенератора	Расчетные значения				
		C_H	$МП_{во}$	pH	наработки до повреждения, ч	Расхождение с фактором, %*
ЮУ, 2 блок до замены	2 ПГ-1	3,26	0,929	6,65	16300	+ 4,08
	2 ПГ-3	3,32	0,947	6,59	16680	– 17,72
	2 ПГ-4	3,69	1,052	6,556	13140	+ 22,67
ЗАЭС, 1 блок до замены	1 ПГ-1	3,39	0,95	7,605	29560	+ 9,77
	1 ПГ-4	3,51	1,035	7,691	24680	– 8,35
ЗАЭС, 2 блок до замены	2 ПГ-1	3,49	1,029	7,432	25630	– 1,00
	2 ПГ-2	3,50	1,033	7,432	25470	– 0,34
	2 ПГ-4	3,43	0,987	7,369	27680	– 9,05
БалАЭС, блок 1 до замены	1 ПГ-1	3,58	1,019	7,884	21380	– 12,93
	1 ПГ-2	3,49	1,029	7,612	20630	– 17,14
НВАЭС, 5 блок до замены	5 ПГ-1	3,55	1,012	8,385	55100	– 6,89
	5 ПГ-2	3,44	0,981	8,441	61490	+ 3,05
	5 ПГ-3	3,56	1,014	8,403	54500	– 8,90
	5 ПГ-4	3,45	0,984	8,414	60430	+ 2,12

* С фактической наработкой до отказа.

$МП_{во}$ – относительная мера повреждения по наводороживанию, $МП_{во} = Сн / C_H^{lim}$, где: Сн – расчетная предельная концентрация водорода в металле, мл H_2 при н.у. на 100 г металла.

Таблица 3. Влияние технических и технологических мероприятий на долговечность коллекторов ПГ типа ПГВ-1000М

Марка стали	Способ завальцовки труб	Состояние коллектора	Разбивка отверстий в районе «клина»	Довальцовка, т/о труб	Низкотемпературная обработка коллектора	Метод анализа					
						Нормы [9] (ОКБ ГП)	ИМАШ	НИКИЭТ	ЦНИИ КМ "Прометей"	МЭИ	
										pH = 6	pH = 9
10ГН2МФА (ПГВ-1000М)	Взрывной «мокрыми» зарядами	Заневоленный	Несглаженная	Нет	Нет	54000	45000	36000	6000	9000	88800
						>240000	66000	80000		9100	103000
				Нет	Нет	>240000	122000			13600	206600
		Разневоленный	Несглаженная		Есть		187000			85500	> 240000
				Есть	Нет		>240000				
					Есть	-	>240000	-		11800	147000
				Нет	Нет						
	Взрывной сухими зарядами	Разневоленный	Несглаженная		Есть	-	-	-		17700	> 240000
				Есть	Нет					44500	> 240000
					Есть						
			Сглаженная	Есть	Нет	>240000	>240000	>240000		69000	> 240000
					Есть		>240000			116000	> 240000
	Гидровальцовка	Разневоленный	Сглаженная	Есть	Нет						
					Есть						
08Х18Н10Т (ПГВ-1000У)	Гидровальцовка	Разневоленный	Сглаженная и разреженная	Есть	Нет	>240000	>240000	–		С1 =0,15	127000
					Есть			–		С1=0,05	>240000

временном воздействии нескольких повреждающих процессов.

Вводится понятие «относительная мера повреждения» (МП). Это отношение текущего числового значения контролируемого параметра (ответственного за повреждение) D_i к его предельному числовому значению перед повреждением (к числовому значению критерия предельного состояния) D_{lim}:

$$МП = D_i / D_{lim} \quad (3)$$

Для нескольких процессов повреждения общая МП может быть вычислена как:

$$МП(\tau_i) = \{МП_L / [1 - МП_{L+1} / (1 - ... МП_{L+S})]\} \quad (4)$$

где $МП_S$ – относительная частная мера повреждения s-того частного процесса повреждения: отношение текущего значения физически измеряемого признака повреждения к предельному значению этого признака перед повреждением металла (критерию предельного состояния); *L+s* – полное число процессов, участвующих в повреждении металла; L=1; $МП_L(\tau_i) > МП_{L+1}(\tau_i) > МП_{L+2}(\tau_i) > ... > МП_{L+s}(\tau_i)$ – относительные частные меры повреждения повреждающих процессов, расположенные в порядке убывания их числового значения при наработке (τ_i); $МП_L(\tau_i)$ – мера по лидирующему процессу повреждения (максимальная величина частной меры повреждения из всех участвующих).

Эта структура отвечает по крайней мере трем постулатам.

1) Общая $МП(\tau_i)$ по всем частным процессам повреждения (ЧПП): должна быть больше любой частной меры повреждения (ЧМП).

2) При раздельном во времени действии МП каждого следующего ЧПП не может быть больше живучести по мере повреждения, оставленной предыдущими ЧПП.

3) Пренебрежение вкладом повреждающего процесса с наименьшей $МП_{L+s}$ не должно оказывать влияния на структуру (4).

Введение ранжирования соответствует третьему постулату и требует в то же время, чтобы в программном средстве (коде) была предусмотрена смена ранга ЧПП (по причине нелинейности во времени роста ЧМП).

Третий постулат также дает основание для формулирования следствия 1 из него: если вклад $МП_{L+S}$ меньше погрешности методики расчета, то этим процессом можно пренебречь в прогнозных расчетах (критерий отбраковки).

Для расчета наработки до регистрации несплошности металла при двух процессах повреждения в (3) следует подставить детерминированные (1) и (2): усталость и водородную хрупкость.

Изложенная выше ретроспектива повреждения перфорированной зоны «холодных» коллекторов парогенератора типа ПГВ-1000М может быть адаптирована для управление сроком службы металла и других его узлов. В частности, если предметом исследования являются условия зарождения и роста трещин в стали марки 10ГН2МФА в зоне термического влияния сварного соединения коллектора и корпуса парогенератора типа ПГВ-1000М (СС №111).

Исходная информация

На рис. 4 показаны схемы узла приварки, место зарождения и траектория роста трещины (условно-продольной телу сварного шва).

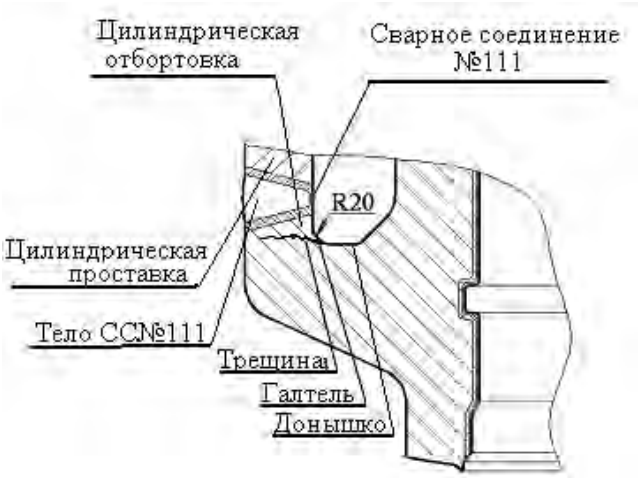


Рис. 4. Схемы узла приварки, место зарождения и траектория роста трещины

Геометрические слагаемые сварного соединения

Сварное соединение (СС №111) состоит (условно) из тела сварного шва, цилиндрической проставки (выше тела сварного шва) и цилиндрической отбортовки (ниже тела сварного шва). Цилиндрическая отбортовка галтельным переходом R20 соединяется с донышком.

Плоскость тела сварного шва может быть выполнена как параллельно донышку, таки под некоторым углом наклона «раструбом» к низу. Зона термического влияния простирается от цилиндрической проставки через тело СС №111 и далее по цилиндрической отбортовке и донышку.

Характер и параметры повреждения

В районе на донышке наблюдаются отложения оксидов железа, меди и металлической меди. Под этими отложения формируются цепочки локальных очагов коррозионных повреждений в виде язв и небольших раковин. Глубина язв составляет несколько миллиметров. Как правило, трещины берут начало в районе нижней образующей галтельного перехода R20. Траектория роста трещин – перпендикулярно оси коллектора (параллельно донышку).

Трещина менее, чем за 11 месяцев эксплуатации может вырасти от 0 мм (не обнаружена методами инструментального неразрушающего контроля) до:

- 1040 мм в длину (по окружности цилиндрической отбортовки);
- более 40 мм вглубь (цилиндрической отбортовки).

Эти предельные размеры зафиксированы на 3ПГ-2 Балаковской АЭС.

В настоящее время зафиксировано 19 случаев повреждения; из них 16 на «горячих» коллекторах. В эксплуатации на АЭС с ВВЭР-1000 находятся в сумме более 200 коллекторов. В соответствии с центральной предельной теоремой А.И. Ляпунова, если своевременно не принять меры, то не исключен вариант, когда будут зарегистрированы два повреждения парогенераторов в пределах одного энергоблока.

ЛИТЕРАТУРА

1. Погодин В.П., Богоявленский В.Л., Сентюрев В.П. Межкристаллитная коррозия и коррозионное растрескивание нержавеющих сталей в водных средах. — М.: Атомиздат. — 1970. — 424 с.

2. Матвиенко Ю.Г. Модели и критерии механики разрушения. —М.: Физматлит. — 2006. — 328 с.

3. Форд Ф.П. Состояние исследований растрескивания, ускоренного воздей-ствия среды в сталях для корпусов легководных реакторов./ Status of Research on Enviromentally Assisted Cracing in LWR Pressure Vessel Steels.- F.P. Ford.- Scenektady, NY, General Elektric Corporate, Research Development Centre. - цитируется по: Современное машиностроение, серия Б, 1989 г., No 2.

4. Горбатых В.П. Начала коррозиологии. Изд. Дом МЭИ. Вестник МЭИ № 5, 2006 г. с. 11-16 .

5. Справочная серия «Правила и нормы в атомной энергетике». Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПНАЭ Г-7-002-86. М. Энергоатомиздат, 1989 г., 525 с.

6. Несущая способность парогенераторов водоводяных энергетических реакторов / Н. А. Махутов, Ю.Г. Драгунов, К.В. Фролов,...и др. М. Наука, 2003 г., 440 с.

7. Карзов Г.П., Марголин Б.З., Швецова В.А. Физико-механическое моделирование процессов разрушения.- С.-Пб.: Политехника, 1993,- 383 с.

8. Э.М. Гутман. Механохимия металлов и защита от коррозии. М. металлургия, 1974 г., 232 с

9. Локальная коррозия металла теплоэнергетического оборудования / Акользин П.А., Герасимова В.В., Герасимов В.В., Горбатых В.П.- М.: - Энергоатомизздат, 1992.- 272 с.: ил.

10. Временная методика уточненного расчета на прочность и ресурса коллекторов парогенераторов ПГВ-1ООО. Руководитель разработки чл.-корр. АН СССР Н.А. Махутов, М., ИМАШ АН СССР, 199О г. 56 с

11. «Расчет ресурса коллекторов парогенераторов ПГВ-1000 по уточненной методике». Отчет ИМАШ АН СССР, № НИ-4-1-90. М. 1990 г.

12. Горбатых В.П. Физико-химические процессы на АЭС, Термины и определения. Учебное пособие. М. Издательский дом МЭИ, 2007 г., 40 с.

ИМПУЛЬСНАЯ КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ — ОДИН ИЗ УРОКОВ ФУКУСИМЫ

Петухов В.Г.

ЭХЗ ООО «СГК-Автоматизация»

Сулимина Е.

РГУ нефти и газа

Со времени этой трагедии минул один год. Вполне достаточно, чтобы улеглись эмоции и сделаны объективные выводы. Это событие настолько сильно потрясло мировую общественность, что даже ставился вопрос о дальнейшей судьбе ядерной энергетики. Обсуждению аварии на АЭС в Фукусиме посвящены выступления и статьи многих видных отечественных и зарубежных учёных. Значимость этой темы демонстрирует хотя бы тот факт, что её рассмотрению посвящены ¾ объёма журнала «РЭА» №3 за 2012 год.

Во всём многообразии причин, возникавших последовательно в процессе развития аварийной ситуации можно выделить ключевую, которая и привела к разрушительным последствиям: отсутствие подачи охлаждающей воды. «Развитие аварии можно было бы предотвратить при условии, что вся мощность остаточного энерговыделения в а.з. (активной зоне) отводится подаваемой водой» — такой вывод сделали российские учёные после анализа последовательности событий, произошедших 11–15 марта 2011 года (Фукусимские хроники, №3, 2012, с. 15). Осуществить подачу охлаждающей воды в те злополучные дни не удалось из-за отсутствия электроэнергии, поэтому не удалось и минимизировать ущерб, своевременно прекратив дальнейшее развитие аварийной ситуации.

Оценивая действия персонала АЭС с дистанции в один год можно сказать, что персонал АЭС использовал не все шансы для контроля над ситуацией. Переключая электроэнергию единственного работающего дизель-генератора, питающего насосы подачи охлаждающей воды 5 и 6 энергоблоков, последовательно на 1, 3 и 2 энергоблоки можно было поддерживать уровень теплоносителя в этих энергоблоках в приемлемых пределах. По-видимому, не было управленческих решений по этому вопросу. Если и отсутствовала физическая возможность такого переключения, то, несмотря на это, в распоряжении оперативного персонала было 18 часов, чтобы пробросить кабель от дизель-генератора до насоса 1 энергоблока и запустить насос. Для пополнения запаса воды в третьем энергоблоке оставалось ещё 22 часа. А на восстановление уровня воды на втором энергоблоке – ещё 30 часов!

Прекращение подачи охлаждающей воды в реактор может произойти не только из-за неполадок в электроснабжении, но и вследствие разгерметизации трубопроводов подачи охлаждающей воды, например, по причине коррозии. Вероятность такого события на промплощадках, особенно насыщенных электроустановками, довольно высока из-за блуждающих токов, неизбежно вызываемых мощными электропотребителями. Электрохимзащита (ЭХЗ) постоянным током в условиях параллельной прокладки и пересечения множества трубопроводов неэффективна вследствие экранировки одних трубопроводов другими, а в некоторых случаях даже вредна из-за перетекания тока между отдельными трубопроводами. Как правило, на участке трубопровода, из которого вытекает ток, выносится железо, образуется коррозионная язва со всеми вытекающими последствиями.

Иная картина наблюдается при катодной защите импульсным током: заряд, сообщаемый защищаемому объекту во время импульса тока, равномерно распределяется по всей поверхности защищаемого объекта в промежутках между импульсами и вытекает через дефекты изоляции в окружающую проводящую среду, таким образом, осуществляя более равномерную защиту от коррозии объекта даже очень сложной конфигурации. Поэтому катодная защита импульсным током вписывается в рамки концепции стратегии глубокоэшелонированной защиты АЭС (В. Сидоренко, «РЭА», №3, с. 6 – 8). Она позволит не только повысить безопасность эксплуатации ядерного объекта, но и значительно увеличить межремонтный интервал защищаемых трубопроводов.

Теоретические основы метода катодной защиты импульсным током были заложены ещё 11 лет назад (В. Петухов, «Интеграл», №1, 2001, с. 14 – 16). Исходя из классических представлений о процессах электропроводности и диффузии в электролитах, было получено

соотношение между длительностью паузы между импульсами и длительностью импульса, при котором достигается достаточная эффективность противокоррозионной защиты:

$$T / \tau \leqslant \mu \varphi / 2 D,$$

где T — длительность паузы между импульсами, τ — длительность импульса, μ - подвижность ионов, φ — напряжение, приложенное к пограничному слою, D — коэффициент диффузии ионов.

Расчеты показывают, что для ионов водорода это соотношение должно быть не больше 6,7, для ионов кислорода – не больше 52, для ионов хлора – не более 44. Проверка этого теоретического соотношения была проведена в лаборатории.

Лабораторные испытания проводились в электрохимических ячейках, выполненных в полиэтиленовых стаканах с размерами 59х24х110мм. Электроды вырезались из стальной ленты толщиной 0,15мм и имели размеры 75х50мм. Во время эксперимента две электрохимические ячейки, как правило, располагались рядом, чтобы исключить влияние температуры и давления на его результаты. Взвешивание электродов производилось электронными весами с точностью не хуже 10^{-4} г. Удаление продуктов коррозии производилось 5% раствором соляной кислоты с добавкой 0,5% гексаметилентетрамина в качестве ингибитора.

Эффективность защиты от коррозии импульсными токами определялась по прямому сравнению убыли масс электродов, помещенных в водопроводную воду и подвергавшихся воздействию импульсных токов при различных режимах защиты. Результаты этих экспериментов сведены в табл. 1.

В первых трёх экспериментах последовательно уменьшалась плотность тока, однако в каждом эксперименте через электроды пропускалось одинаковое количество электричества как при защите импульсным, так и при защите постоянным током. Из таблицы видно, что убыль массы стальных электродов, защищаемых импульсным током, во всех первых трёх экспериментах меньше убыли массы электродов, защищаемых постоянным током. Особого внимания заслуживает тот факт, что в третьем эксперименте, несмотря на то, что средняя плотность защитного тока составила ¼ от того значения, которое определено ГОСТом 9.602-89, заметной убыли массы электродов не наблюдалось. При защите постоянным током той же плотности убыль массы защищаемого электрода была в 12 раз больше. Этот эксперимент показал, что при защите импульсным током возможна как минимум четырёхкратная экономия электроэнергии. Серия из трёх вышеуказанных экспериментов убедительно доказала, что именно плотность тока является физической величиной, определяющей уровень защиты от коррозии импульсным током, и что она мало отличается от того значения, которое установлено для плотности тока при защите постоянным током.

После того, как было установлено опытным путём оптимальное значение плотности импульсного защитного тока, стало возможным оптимизировать другие параметры импульсного режима: длительность импульса, промежуток времени между импульсами, скважность. Сначала была установлена одинаковая длительность паузы, а длительность импульсов в электрохимических ячейках отличалась в два раза. Стальная пластинка, защищавшаяся импульсами тока длительностью 2с в течение 11 суток, осталась практически без изменений, в то время, как другая пластинка, защищавшаяся более короткими импульсами, потеряла в весе. Этот эксперимент показал, что при плотности тока (0,1 А/м^2) оптимальная длительность импульсов должна находиться в диапазоне 1–2 с.

Затем в двух электрохимических ячейках была установлена одинаковая скважность, но различная длительность импульсов тока и, соответственно, различная длительность паузы. В этом эксперименте естественно было ожидать одинаковый защитный эффект, однако и здесь более длительные импульсы оказались эффективнее. Стальная пластина, защищавшаяся импульсами длительностью 1 с, теряла, 0,18 мг за сутки, а другая пластинка, защищавшаяся импульсами длительностью 0,6 с, теряла 1,76 мг за сутки. Физически это означает наличие вблизи металлической поверхности защищаемого электрода потенциальной ямы, куда скатываются отрицательно заряженные ионы после окончания действия импульса длительностью короче 1 с при плотности тока 0,1 А/м^2. При импульсах тока длительностью более 1 с вызывающие коррозию отрицательно заряженные ионы удаляются от поверхности защищаемого электрода на большее расстояние, поэтому в промежутках между импульсами не успевают скатываться в потенциальную яму и производить свою разрушительную

Таблица 1

№ эксперимента	Режим защиты				Убыль массы электродов, мг/сут
	Плотность тока, А/м^2	Длительность импульса, с	Длительность паузы, с	Скважность	
1	0,600	2	8	5	-0,08
	0,117	∞	-	-	-0,16
2	0,210	2	6	4	0,00
	0,050	∞	-	-	-0,05
3	0,101	2	8	5	-0,10
	0,025	∞	-	-	-1,2
4	0,100	2	8	5	-0,09
	0,100	1	8	9	-1,05
5	0,101	1	8	9	-0,18
	0,101	0,6	4,8	9	-1,76

работу. Из этого эксперимента следует важный практический вывод: использование импульсов короче 1 с при плотности защитного тока 0,1 А/м^2 нецелесообразно.

Исходя из теоретических предпосылок и экспериментальных результатов, можно указать преимущества, которыми должен обладать импульсный способ катодной защиты по сравнению с катодной защитой постоянным током:

1 — значительное уменьшение потребления электроэнергии;
2 — большая зона охвата катодной защитой протяженных сооружений;
3 — более равномерное распределение защитных потенциалов;
4 — снижение воздействия на посторонние конструкции;
5 — отсутствие газовыделения;
6 — снижение вероятности водородного растрескивания;
7 — увеличение срока службы защитного покрытия;
8 — увеличение срока службы жертвенных электродов;
9 — возможность измерения поляризационного потенциала без омической составляющей в промежутках между импульсами на любом участке трубопровода, не отключая СКЗ от сети;
10 — увеличение межремонтного периода эксплуатации.

Какие же физические явления обуславливают эти преимущества?

Поскольку экспериментально было показано, что в импульсном режиме необходима такая же плотность тока, что и при защите постоянным током, то электроэнергия экономится за счёт промежутков между импульсами. Экономия электроэнергии η определяется, в основном, отношением промежутка времени, в течение которого отсутствует ток, к периоду следования импульсов. Учитывая, что период следования импульсов является суммой промежутка между импульсами T и длительностью импульса τ, получим соотношение для вычисления экономии электроэнергии в процентах:

$$\eta = T/(\tau+T)\ 100\%.$$

Большая зона охвата катодной защитой протяженных сооружений и более равномерное распределение защитных потенциалов поясняются рис. 1. Во время действия импульса тока распределение напряжённости электрического поля соответствует распределению линий тока, так же как и при защите постоянным током. После окончания импульса в металле происходит быстрое перераспределение полученного во время импульса заряда, и, распределение поля становится таким, как показано на нижнем рисунке. В последующий промежуток времени через зону недостаточной защиты проходит дополнительный ток, убывающий по величине. Примерно такие же процессы происходят и в продольном направлении, увеличивая зону охвата катодной защитой протяжённых трубопроводов.

Поскольку средняя величина защитного тока может быть уменьшена до 10 раз за счёт увеличения скважности, во столько же раз может быть уменьшено воздействие защитного тока на посторонние металлические объекты, попавшие в контур растекания защитного тока.

Отсутствие газовыделения на границе раздела двух сред: металла и почвенного электролита объясняется выбором такой продолжительности импульса, которой будет недостаточно для удаления друг от друга за пределы кулоновского радиуса образовавшихся во время прохождения импульса в результате диссоциации воды ионов H^+ и OH^-. После окончания импульса эти ионы соединяются, вновь образуя молекулу воды H_2O. Рис. 2 иллюстрирует вышесказанное. На фото изображены пластинки из терморасширенного графита. Пластинки были помещены в водопроводную воду и через них пропускался постоянный и импульсный ток одинаковой плотности 0,26А/м^2. Через трое суток на пластинке, через которую пропускался постоянный ток, появились вздутия (на фото справа), вызванные выделением водорода, а на пластинке, через которую пропускался импульсный ток, таких вздутий не было обнаружено (фото слева). Этот эксперимент со всей очевидностью показывает, что при импульсном режиме даже при значительном превышении оптимальной плотности защитного тока газовыделения не происходит. Аналогичные процессы имеют место и в трубной стали при превышении плотности защитного тока сверх оптимального значения. В случае использования постоянного тока водород проникает в межкристаллитное пространство трубной стали, с течением времени накапливается в ней, вызывая колоссальные внутренние напряжения. Поэтому порой достаточно бывает небольшого сотрясения, чтобы стальная труба, находящаяся под давлением десятки атмосфер, лопалась, как стеклянная. Применение импульсного способа катодной защиты позволяет понизить требования к стабильности выходного напряжения СКЗ, так как показывает опыт, даже превышение оптимального уровня защиты в 2,6 раза не приводит к выделению водорода и, следовательно, к водородному растрескиванию.

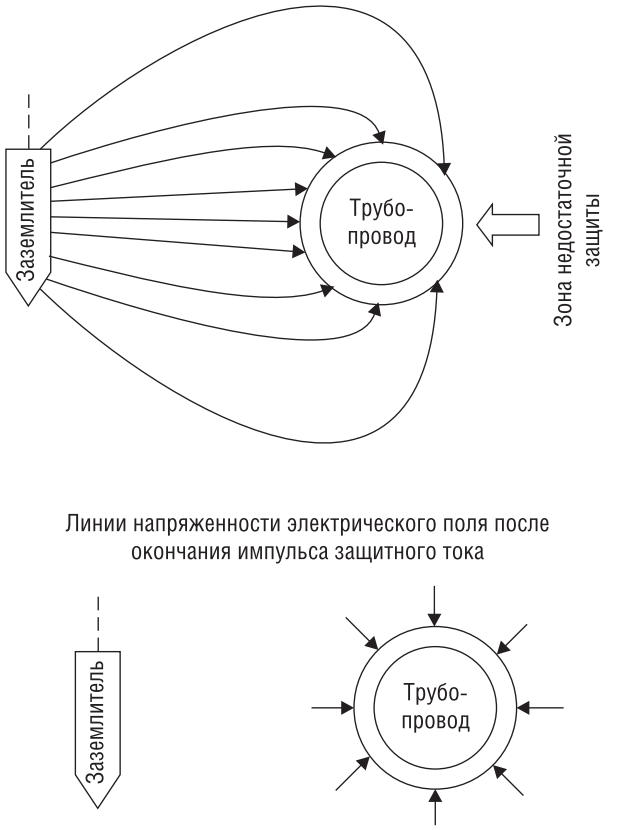


Рис. 1. Распределение линий напряженности электрического поля: вверху – во время прохождения импульса тока, внизу – во время паузы.

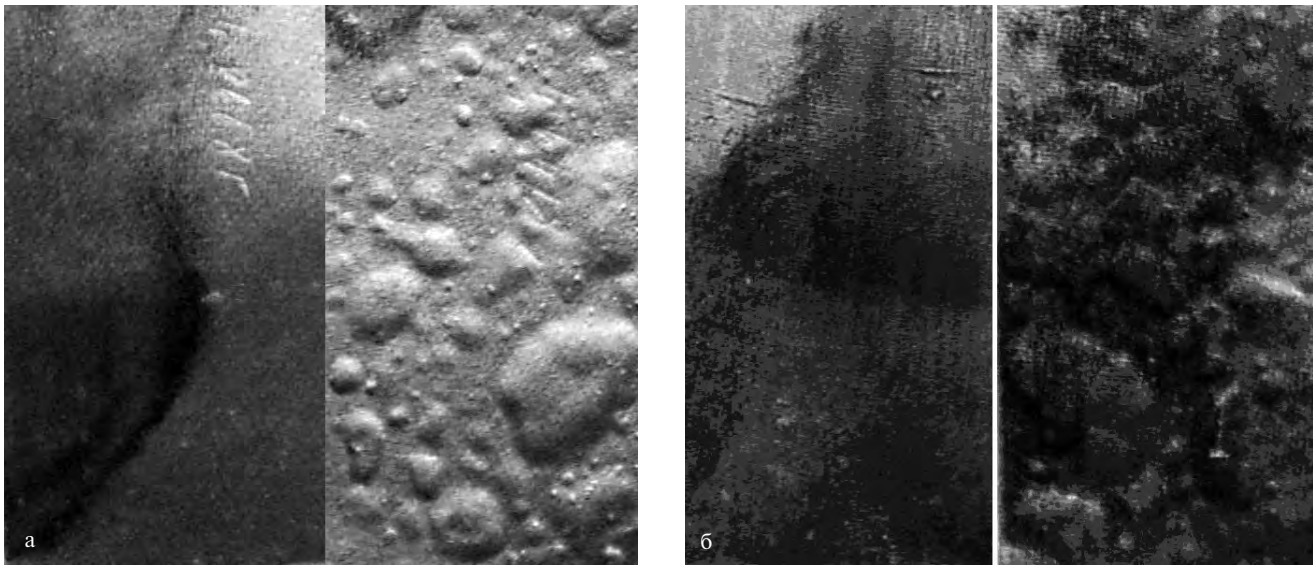


Рис. 2. Фотографии пластинок из терморасширенного графита, через которые пропускался импульсный ток (слева) и постоянный ток (справа): одинаковой плотности 0,26 А/см^2. а – внешние стороны пластинок, б – внутренние (обращённые к анодам) стороны пластинок

Фотографии демонстрируют так же более равномерное распределение потенциала поляризации при пропускании импульсного тока. Окрашивание поверхности графитовых пластинок обусловлено разложением хлора, растворённого в водопроводной воде. Областям, имеющим одинаковую окраску, можно сопоставить одинаковую плотность тока, протекающего через них. Поэтому по окраске поверхности пластинок можно судить о распределении потенциала поляризации. На фотографиях видно, что пластинка, через которую пропускался постоянный ток (на фото справа), заполяризовалась практически полностью с внутренней стороны (со стороны источника тока), в то время как на внешней стороне этой пластинки потенциал разложения хлора (за исключением области токоввода) так и не был достигнут. При пропускании импульсного тока практически вся внутренняя сторона и более половины внешней стороны графитовой ластинки приобрела потенциал, превышающий потенциал разложения хлора.

При защите трубопроводов постоянным током в случае сочетания одновременно двух неблагоприятных факторов: наличия точечного дефекта изоляции и превышения максимально допустимого защитного потенциала под слоем изоляции происходит газовыделение. Под действием давления образовавшихся газов отдирается изоляция с площади, намного превосходящей площадь первоначального дефекта. Со временем образовавшееся вздутие заполняется почвенным электролитом. Как правило, величины тока, натекающего на трубу через точечный дефект, становится недостаточно, чтобы создать защитный потенциал под вздутием изоляции. Развивается коррозионная язва со всеми вытекающими последствиями. Если устранить хотя бы один из факторов, например, применив импульсную катодную защиту, то можно не допустить отдирания изоляции вокруг точечного дефекта, сохранив в то же время защитные свойства катодной защиты.

Уменьшение расхода материала анодного заземлителя при работе СКЗ в импульсном режиме обусловлено уменьшением количества электричества, проходящего через поверхность раздела анодный заземлитель – почвенный электролит.

Контроль защищённости объекта от коррозии производится по потенциалу, точнее, по разности потенциалов между защищаемым объектом и датчиком потенциала, размещённым на некотором расстоянии от защищаемой поверхности. Расстояние между объектом и датчиком может быть различным в каждом конкретном случае, удельное сопротивление среды – тоже, кроме того, удельное сопротивление среды зависит от температуры, влажности, времени года и т. п. Поэтому такой метод контроля вносит неопределённость в оценку степени защищённости объекта от коррозии. Для более объективного определения состояния противокоррозионной защиты производят измерение поляризационного потенциала без омической составляющей после кратковременного отключения защитного тока. А если точка измерения находится за несколько километров от СКЗ? Согласовать момент отключения СКЗ и момент измерения потенциала в этом случае весьма затруднительно. При импульсной катодной защите измерение поляризационного потенциала производится в промежутках между импульсами. Как показывает опыт, минимальный потенциал, измеренный перед началом следующего импульса, отличается от поляризационного не более, чем на 0,01В. Такое измерение не требует оснащения персонала специальными измерительными приборами и может быть выполнено обыкновенным цифровым вольтметром с периодом дискретизации 1с.

Совокупность вышеупомянутых свойств, выгодно отличающих импульсный способ от способа противокоррозионной защиты постоянным током, обеспечивает новое качество: увеличение межремонтной эксплуатации объектов, защищаемых от коррозии импульсным током по сравнению с адекватной защитой постоянным током.

В одном из подразделений компании ОАО «Татнефть» – НГДУ «Альметьевнефть» были проведены испытания катодной защиты импульсным током частотой 0,1Гц в производственных условиях. Целью исследования являлось определение эффективности защиты от коррозии протяженного объекта импульсным током. Объектом испытаний был выбран технологический нефтепровод «Миннибаевский товарный парк – Тихонов-

ский товарный парк» (МТП-ТТП) диаметром 273мм, толщиной трубы 8мм и протяженностью 19,347км. Нефтепровод был выполнен из низкоуглеродистой стали Ст20 с изоляционным покрытием на основе экструдированного полиэтилена и с изолирующими вставками на его концах.

Перед проведением испытаний был произведен монтаж анодного заземлителя на расстоянии 50 м от защищаемого объекта. В качестве анодного заземлителя использовали стальную трубу диаметром 114 мм, толщиной стенок 9 мм и протяженностью 30 м. Для уменьшения значения сопротивления растеканию тока вокруг этой трубы была выполнена обсыпка коксовой мелочью. Сопротивление растеканию одного заземлителя составило не более 2 Ом, что обеспечило хороший токоотвод.

Перед началом испытаний для исключения эффекта натекания тока на данный нефтепровод были отключены все имеющиеся средства электрохимической защиты на близлежащих нефтепроводах и газопроводах. Деполяризация трубопровода проводилась в течение 7 суток, а затем были выполнены измерения естественных потенциалов в контрольно-измерительных пунктах (рис. 3).



Рис. 3. Удельное сопротивление грунта, измеренное на контрольно-измерительных пунктах (КИП)

Электрометрическое обследование в контрольных точках показало, что естественные значения разности потенциала «труба-земля» находилось в пределах от -0,51 до -0,75 В.

Для проведения испытаний была собрана экспериментальная установка катодной защиты импульсным током. Внешний вид и устройство экспериментальной установки катодной защиты импульсным током показаны на рис. 4.

Поляризация нефтепровода производилась при значениях выходного тока 2 А, напряжении 10,27 В, длительности импульса 1 с и периодом следования импульсов 10 с. Регулирование значения защитного потенциала осуществлялось изменением тока анодного заземлителя при помощи регулировочного сопротивления, обеспечивающего изменение тока в необходимых пределах. Потенциал поляризации контролировался через день на 23 контрольно-измерительных пунктах, расположенных по всей длине нефтепровода.

Для выявления преимущества катодной защиты импульсным током были построены графики распределения естественного и минимального потенциалов вдоль нефтепровода. На верхнем графике рис. 5 показано распределение естественного потенциала перед проведением испытаний. Через 5 суток после включения СКЗ потенциал поляризации сместился практически равномерно на всём протяжении защищаемого нефтепровода, благодаря чему была достигнута его полная защита практически на 100% длины.



Рис. 4. Внешний вид и устройство экспериментальной установки катодной защиты импульсным током.

В точке подключения СКЗ (КИП №18) наблюдается локальный максимум потенциала поляризации, что объясняется близостью расположения датчика потенциала и точки подключения экспериментальной установки катодной защиты импульсным током к нефтепроводу. Графики распределения поляризационного и естественного потенциалов наглядно демонстрируют равномерность защиты нефтепровода по всей его протяженности.

Отличительной особенность защиты от коррозии импульсным током является достаточно малая величина максимального отклонения от среднего значения смещения потенциалов, что практически недостижимо при катодной защите постоянным током.

В конечной точке защищаемого объекта (КИП № 22) значение минимального потенциала оказалось выше, чем в точке дренажа. Из-за самоиндукции после окончания импульса ток продолжает течь по всей протяженности защищаемого нефтепровода от места подключения экспериментальной установки катодной защиты импульсным током. Наличие изолирующих вставок вызывает накопление электрического заряда на концах нефтепровода, что приводит к увеличению значения потенциала в указанных точках. Данное явление может быть практически использовано для увеличения зоны защиты протяженных металлических объектов, таких как трубопроводы и обсадные колонны скважин.

В результате проведённых испытаний показано что:

- зона охвата катодной защитой импульсным током подземного трубопровода составила 20 км;
- смещение поляризационного потенциала составило (0,41±0,05) В на всей длине нефтепровода;

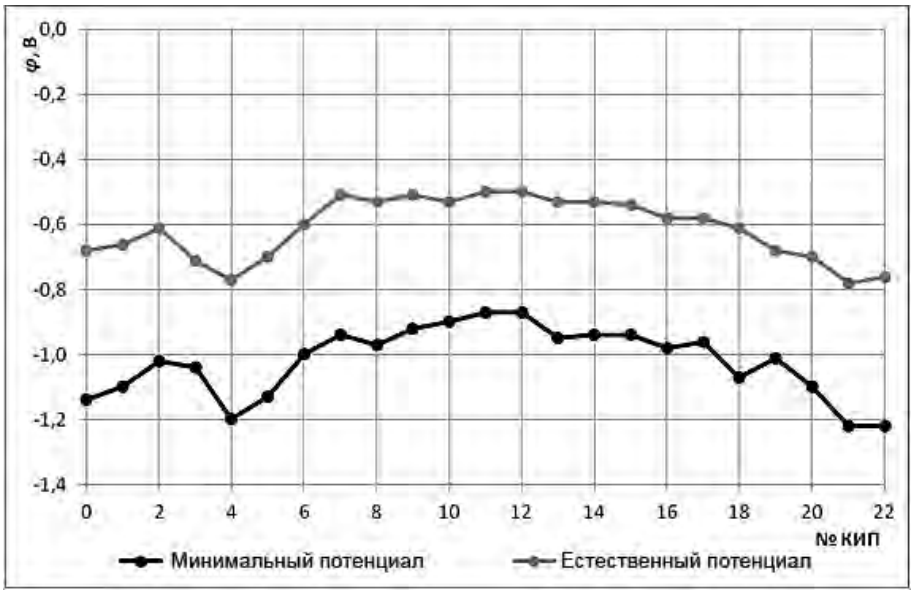


Рис. 5. Распределение естественного и минимального потенциалов по нефтепроводу при защите от коррозии импульсным током

- стало возможным измерять поляризационный потенциал без омической составляющей на любом участке трубопровода, не отключая СКЗ от сети.
- уменьшено общее потребление электроэнергии не менее, чем в два раза.

Наиболее убедительно преимущества катодной защиты импульсным током проявились при защите опор всесезонного горнолыжного центра «Снежком», расположенного в городе Красногорске (рис. 6). Ещё на стадии проектирования этого центра проектанты заложили в проект 5 станций защиты постоянным током установленной мощностью по 2 кВт каждая. Заказчик посчитал излишними затраты на систему катодной защиты этого грандиозного сооружения. Через несколько лет после окончания строительства были обнаружены явные признаки прогрессирующей коррозии. Обследование установило, что в основном два фактора влияют на этот процесс:

- электрифицированная железная дорога, проходящая в 200 метрах от крайних опор;
- термоэдс, возникающая между непрерывно охлаждающимся спуском и нагревающимися опорами, заглублёнными в грунт.



Рис. 6. Всесезонный горнолыжный центр «Снежком»

Во время прохождения электропоезда на крайних опорах возникало напряжение до 15 В, которое индуцировало ток, вызывающий принудительную электрохимическую коррозию. Естественный потенциал большинства опор составлял около 0,3 В, что свидетельствовало об интенсивном протекании коррозионных процессов. Создавать систему противокоррозионной защиты по первоначальному проекту не имело смысла: во-первых заказчик решительно возражал против нарушения целостности асфальтового покрытия под спуском, так как там уже была оборудована охраняемая стоянка для автомобилей; во-вторых – постоянным током защищается только первый ряд арматуры, обращённый к анодному заземлителю. Внутренние ряды железобетонных конструкций оказываются экранированными. После тщательного электрометрического обследования был разработан новый проект ЭХЗ этого объекта. План размещения элементов ЭХЗ всесезонного горнолыжного комплекса «Снежком» представлен на рис. 7.

Вместо 35 анодных заземлителей, способных обеспечить лишь видимость защиты железобетонных опор от коррозии постоянным током, новый проект предусматривал размещение 10 анодных заземлителей по периметру этого грандиозного сооружения. Станция катодной защиты импульсным током размещалась в сухом отапливаемом помещении охраны у въезда-выезда на охраняемую стоянку. Датчик потенциала был установлен вблизи ближайшей опоры. После вывода системы противокоррозионной защиты на рабочий режим были зарегистрированы следующие параметры:

- импульсное напряжение – 31,56 В;
- импульсный ток – 19,1 А;
- длительность импульса – 1,1 с;
- длительность промежутка между импульсами – 6,1 с;
- максимальный потенциал – 1,200 В;
- минимальный потенциал – 0,630 В.

Дополнительно методом выносного электрода измерялись поляризационные потенциалы каждой из опор. Они отличались между собой не более, чем на 10%, даже на средних опорах. Эти измерения подтвердили наличие явления растекания на практике.

После замерзания грунта амплитудное значение тока уменьшилось до 11,4 А а максимальное значение потен-

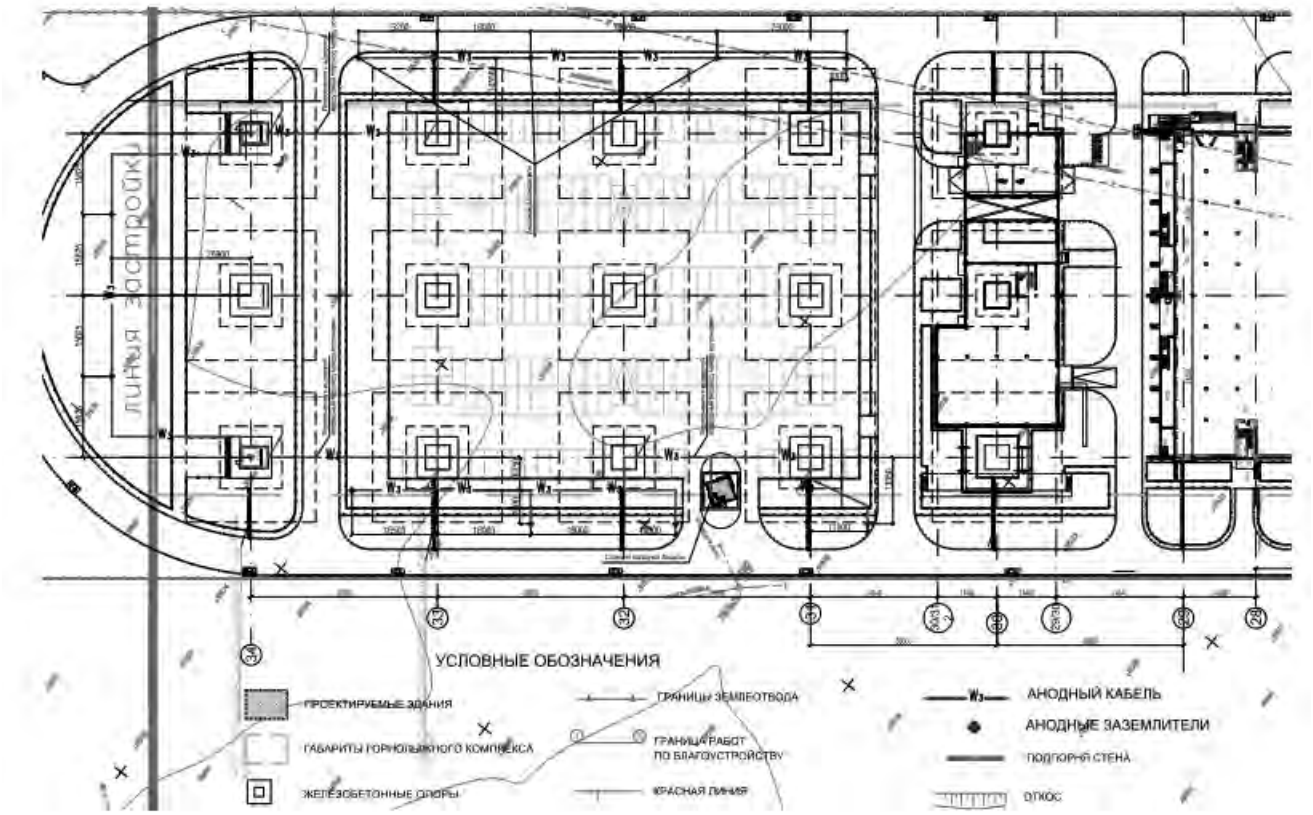


Рис. 7. Ситуационный план размещения элементов ЭХЗ на всесезонном горнолыжном центре «Снежком»

циала – до 0,812 В. Было увеличено напряжение питания до 40 В. При этом изменились параметры защиты:

- импульсное напряжение – 35,8 В;
- импульсный ток – 14,9 А;
- длительность импульса – 1,1 с;
- длительность промежутка между импульсами – 6,1 с;
- максимальный потенциал – 0,835 В;
- минимальный потенциал – 0,402 В.

Осциллограмма выходного напряжения представлена на рис. 8.

После полугодовой защиты сооружения импульсным током прекратилось падение со стального перекрытия покрытых с одной стороны грунтовкой пластов ржавчины – результат проявления эффекта растекания. Но самый главный результат от замены постоянного тока импульсным – уменьшение установленной мощности СКЗ с 10кВт до 150Вт. Реальная мощность потребления от сети составила всего 100Вт.

Ещё одно предложение, повышающее уровень безопасности при полном отключении энергоснабжения АЭС можно предложить исходя из опыта эксплуатации автономных станций катодной защиты импульсными токами (рис. 9). В этих станциях энергия природного газа преобразуется сначала в тепловую энергию посредством каталитического (беспламенного) окисления природного газа, а затем тепловая энергия с помощью

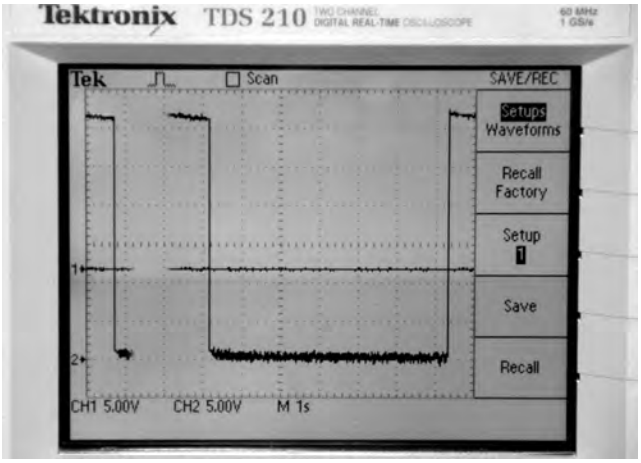


Рис. 8. Осциллограмма выходного напряжения СКЗ импульсным током

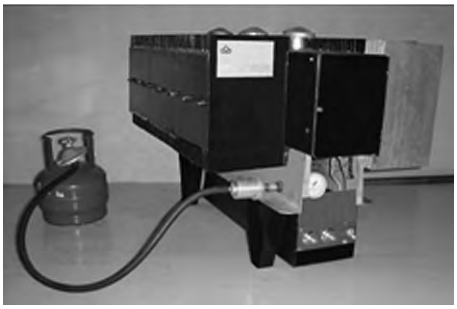


Рис. 9. Автономная станция катодной защиты импульсными токами.

термоэлектрической батареи преобразуется в постоянный ток. Если на трубопровод с теплоносителем в любом удобном месте разместить модуль с термоэлектрическими батареями, то можно получать электроэнергию для аварийного освещения. При работе в штатном режиме от этого модуля можно запитать ту же станцию катодной защиты импульсными токами. Если СКЗ снабдить батареей конденсаторов достаточной ёмкости, то от этой батареи можно запитать сильноточные устройства кратковременного периода действия, например, привод шибера, крана и т. п. устройств управления аварией.

В этом генераторе используется явление каталитического (беспламенного) окисления природного газа при определённой температуре.

Реакция окисления идёт только на поверхности гранул катализатора, поэтому он может работать в любой взрывоопасной среде. При коэффициенте избытка воздуха превышающем единицу практически весь горючий газ окисляется и на выходе из установки присутствуют только азот, кислород, углекислый газ и вода (пар). Представляется возможным решить водородную проблему прокачкой воздуха через подобную установку в помещении с повышенной водородной опасностью.

Выводы

Анализируя развитие аварийной ситуации в Фукусиме, предлагаем следующее.

1. В целях недопущения прекращения отвода тепла после срабатывания аварийной защиты предусмотреть коммутацию всех аварийных дизель-генераторов со всеми насосами перекачки теплоносителя через реакторы АЭС;
2. Для предотвращения разгерметизации трубопроводов охлаждающей воды вследствие коррозии предусмотреть их катодную защиту импульсными токами;
3. Предусмотреть дублирование питания аварийного освещения от термоэлектрических модулей, установленных на трубопровод с горячим теплоносителем;
4. Рассмотреть возможность питания сильноточных устройств управления аварией от батареи суперконденсаторов;
5. Установить в водородоопасных помещениях устройства каталитического окисления водорода.

СВЕТОДИОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ СВЕТА

Лунев Д.В.
МООВК

Состояние рынка

Аналитики не первый год пристально следят за растущим как на дрожжах мировым рынком светодиодных ламп. Это является предпосылкой для активизации производителей альтернативных источников света. Россия с её огромной территорией и населением – представляет привлекательный рынок. Его объёмы в целом представить сложно. Только в Санкт Петербурге на модернизацию уличного освещения с использованием светодиодов будет потрачено 4 миллиарда рублей в рамках программы «Светлый город» и эта программа уже работает. Наряду с этим имеют место серьёзные проблемы с внедрением инновационных технологий:

- обслуживающие организации не заинтересованы в уменьшении эксплуатационных затрат перекладывая эти затраты на владельцев объектов освещения;
- МУП, предприятия ЖКХ и службы эксплуатации госорганизаций не испытывают нужды в экономии электроэнергии и снижения затрат на эксплуатацию, по причине неэффективности существующих нормативов;
- нельзя скидывать со счетов и усилия лобби ламп накаливания и энергосберегающих ламп заинтересованных в загрузке таких производственных мощностей;
- современные светодиодные приборы имеют светотехнические характеристики 110–120 лм/Вт, что в 10 раз лучше, чем у ламп накаливания и в 3–4 раза лучше, чем у люминесцентных энергосберегающих ламп.

Следствием этого является уменьшение, а то и отсутствие у инвестора мотивации к внедрению инноваций, уменьшающих прибыль инвестора. Теоретически диктат инвестора по норме прибыли с м^2 освещаемой поверхности ограничивается техническими нормами, регламентирующими освещённости и удельное потребление электроэнергии. Применительно к светодиодному освещению такие нормы полностью отсутствуют.

Примером преодоления подобных обстоятельств может служить масштабные корпоративные программы развития, таких организаций как РАО «РЖД», РАО «Газпром», ОАО «Энергоатом».

ООО «НГК» представляет предприятиям работы в рамках комплексной программы ОАО «Росатом» номенклатуры светодиодных источников света (СИС), которые были разработаны по ТЗ и в рамках договора.

Технический регламент

Появление на рынке СИС – это, с одной стороны, революционное явление в сфере освещения. С другой – огромный пласт проблем, которые надо решать параллельно с развитием производства, технологий. Одной из таких проблем является отсутствие законодательной базы, регламентирующей использование СИС. Только в конце 2010 года в нормах СанПиН появилось разрешение на применение светодиодных приборов. Однако отсутствие технического регламента не позволяет установить технические требования к СИС и позволяет установить такие пересечения интересов производителя и потребителя.

Заявленные параметры и их достижения

В части эксплуатационных светотехнических параметров СИС существуют только стандарты МЭК. Для принятия правильных и технически обоснованных решений при оценке качества необходимы параметры и нормы светотехнических характеристик с учётом высоких цветовых температур способных давать эффект дневного света.

В настоящее время производитель использует в своей технологии различные виды испытаний позволяющих повысить уровень безотказности (надёжности), ресурс подтверждается реальными испытаниями:

- Байконур – 3 года эксплуатации;
- Стадион – уличный светильник, более 3,5 лет эксплуатации;
- индикационное табло на улице г. Павловский Посад (600 пикселей) наработка около 200 000 ч;
- положительные испытания на спецвоздействия;
- положительные испытания светодиодов в воде в течение 1000 ч.

ООО «НТК» представляет производителей СИС, разработка которых проводилась по заданию корпоративных ведомств и позволяет с достаточной вероятностью определить достаточный уровень производства подтверждающих заявленный уровень качества.

ООО «НТК» — объединения крупных производств и представление их продукции

В настоящее время правительством России проводится энергосберегающая политика, основанная на эффективном использовании энергетических ресурсов. Для города основным моментом экономии электроэнергии может стать внедрение светодиодных светильников для освещения улиц, магистралей, площадей, стадионов и объектов ЖКХ.

Замена светодиодными светильниками обычных уличных светильников с лампами ДРЛ и ДНаТ приведет к снижению потребления электроэнергии минимум на 50%, уменьшению эксплуатационных расходов и полное решение проблемы утилизации отработанных светильников. При использовании светильников на светодиодах при освещении объектов ЖКХ экономия электроэнергии может достигать 90%, а высокая механическая прочность и отсутствие стеклянной колбы делают эти светильники надежными и долговечными в сравнении с лампами накаливания и газоразрядными лампами.

Наши светодиодные светильники эксплуатируются на космодроме Байконур, объектах ЖКХ, стадионах, а также для освещения ТЭЦ, ГРЭС и АЭС. При разработке изделий используются научные разработки отечественных и зарубежных учёных, проводятся эксперименты и исследования в различных областях светотехники. Все наши изделия имеют сертификаты соответствия и санитарно-эпидемиологические заключения.

Уличные светильники «Ритм СУС» имеют ресурс работы светового элемента более 10 лет. Они разработаны на основе стандартного корпуса уличного светильника РКУ и имеют консольное крепление. Светильники «Ритм СУС» стабильно работают в широком интервале температур: от -40 до +400 С. Выход на рабочий режим осуществляется за 1-2 секунды и не зависит от температуры окружающей среды. В отличие от светильников с лампами ДНаТ и ДРЛ наши светильники не теряют 40-60% светового потока за первые два месяца работы. Световой поток «Ритм СУС» уменьшается на 50% в течение срока службы светоизлучательного элемента, то есть 10-ти лет. Отсутствие паров ртути и других ядовитых веществ в составе изделия делает их экологически чистыми, что немаловажно в свете тенденций политики правительства России.

Светильники серии «Ритм ССОП» предназначены для освещения общественных помещений, коридоров, лестничных клеток, входов в здание с уличной стороны. Светильники выпускаются во влаго- и пылезащитных корпусах, а так же в антивандальном исполнении. «Ритм ССОП» затрачивают на 90% меньше энергии по сравнению с лампами накаливания и на 50% по сравнению с люминесцентными лампами. Они надежны и не нуждаются в утилизации, срок службы светового элемента от 50 000 до 100 000 часов, в то время как у лампы накаливания – 1 000, а у люминесцентных ламп – до 15 000.

Наше сотрудничество в рамках государственной президентской программы по энергосбережению, позволит Вам резко сократить потребление электроэнергии, необходимое для освещения, и одновременно сделать освещение городских магистралей, площадей и объектов ЖКХ качественным и надежным.

Заключение

Светодиоды сменяют традиционные источники света и вызывают появление большого числа новых приложений по освещению, включая медицинские и психофизические приложения.

В заключение можно сказать, что светодиодное освещение имеет огромные перспективы развития, вследствие огромной экономии электроэнергии и значительно более высокой надёжности по сравнению с любыми другими осветительными приборами.

Это особенно важно в связи с принятыми решениями о свёртывании производства и применения ламп накаливания как по всему миру, так и в России.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРАЛЬНЫХ КАПИЛЛЯРНЫХ СИСТЕМ С ЦЕЛЬЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГИДРОИЗОЛЯЦИИ БЕТОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ В СЛОЖНЫХ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ И БЕЗОПАСНОЙ РАБОТЫ РАДИАЦИОННО-ОПАСНЫХ ОБЪЕКТОВ

Снигарьков Е.А.

На экспериментальной базе Российского федерального ядерного центра — ВНИИТФ (г. Снежинск) проведено сравнительное исследование физико-химических свойств четырнадцати наименований сухих строительных смесей для устройства проникающей гидроизоляции бетона в исходном состоянии и после гамма-облучения дозой 1000 Мрад и нагрева до 1000 °С. Установлено, что все исследованные материалы устойчивы к гамма-излучению. По основным показателям исследований совокупной радиационно-термической стойкостью наилучшие результаты показал материал Пенетрон.

Исследованиями, выполненными в лаборатории ПТО «Прогресс» (г. Екатеринбург), показано, что приобретенные повышенные прочностные и гидроизоляционные свойства образцов бетона марки 400, обработанных материалом проникающего действия Пенетрон, сохраняются при облучении дозами 500, 1000 и 3000 Мрад относительно свойств тех же образцов не обработанных материалом Пенетрон.

Одним из основных конструкционных материалов, используемых при возведении большинства промышленных сооружений, является бетон. Не стали исключением и объекты ядерной энергетики. Бетонные конструктивные элементы применяются практически на всех типах объектов отрасли – от фундаментов корпусов реакторных блоков и бассейнов выдержки до береговых насосных станций, хранилищ отработанного ядерного топлива и радиоактивных отходов и т.д. Бетон обладает уникальным набором физико-механических свойств, мировой опыт его успешного применения насчитывает уже почти двести лет, он прост в применении, предска-

зуем в эксплуатации. Кроме этого, бетон обладает неплохой радиационной стойкостью. Именно поэтому он получил такое широкое применение даже на объектах с существенной радиационной нагрузкой. Бетон способен достаточно долго сохранять свои эксплуатационные свойства. При этом , пожалуй, к единственному главному недостатку можно отнести негативное воздействие воды на бетон, вызывающее разрушительные процессы структуры, коррозию арматуры, приводящие к преждевременному ремонту бетона, а порой и выходя ее из строя. Именно вода, как правило, становится главной причиной преждевременного старения бетона и потери его, столь ценных физико-механических характеристик.

Капиллярно-пористая структура бетона и усадочные процессы при твердении становятся причиной всевозможных протечек. В случаях, когда бетонная конструкция находится в контакте с твердыми или жидкими радиоактивными материалами, возникает прямая угроза радиационной безопасности объекта и окружающей среды. Речь, в первую очередь, идет о бассейнах выдержки, хранилищах ОЯТ и РАО, гидротехнических сооружениях АЭС и многих других объектов, в которых утечка воды сквозь бетонную преграду наружу или, напротив, попадание воды извне внутрь конструкции, может повлечь за собой нарушение радиационной и эксплуатационной безопасности.

Как защитить бетон от воды? Как сделать возводимые бетонные сооружения еще более надежными и радиационно-безопасными? Как «вылечить» уже протекающие бетонные конструкции? Какой метод решения этих проблем является самым эффективным и надежным? В 1998 году к поиску такого метода приступила группа исследователей Российского Федерального Ядерного Центра в г.Снежинске под руководством доктора технических наук Александра Николаевича Щербины.

На начальном этапе поиска класса материалов и технологий, наиболее подходящих к применению на объектах отрасли, были сформулированы следующие критерии выбора:

- **Высокая эффективность** - подразумевает повышение марки бетона по водонепроницаемости как минимум на 4 ступени в стандартных случаях и не менее чем на 3 ступени для проблемных бетонов с водонепроницаемостью W2. При чем, речь идет не только об обеспечении высокой водонепроницаемости бетона при строительстве новых сооружениях, но и о существующих и требующих ремонта и восстановления.
- **Прогнозируемая радиационная стойкость** — означает отсутствие в материалах компонентов неустойчивых к облучению (органические, полимерные и т.д.)
- **Долговечность** – подразумевается максимально возможная стойкость бетона с сохранением его эксплуатационных свойств к воздействию гидростатического давления воды не менее чем 50 лет без проведения межремонтных работ.
- Под **технологичностью** подразумевается простота применения, по возможности сокращение времени участия персонала в процессе применения материала в случае дозовых нагрузок. Кроме этого, материал должен быть достаточно универсален с учетом многообразия конструкций по топологии и типам бетонов.
- Предел **разумной стоимости** материалов был установлен на отметке 10 долларов за условный квадратный метр изолируемой поверхности.

По результатам поиска, в который были вовлечены специалисты самого разного профиля из ядерного центра: строители, химики, материаловеды и т.д., в качестве наиболее перспективного был признан класс так называемых интегральных капиллярных систем (ИКС) или проникающая гидроизоляция. Именно эти материалы наиболее полно соответствовали выработанным ранее критериям.

Принцип действия этих материалов заключается в следующем: нанесенные на поверхность бетона материалы за счет осмоса распространяются по всему объему его внутрикаппилярной структуры , до момента выравнивания химических потенциалов на поверхности и внутри. Проникнув во все поры, капилляры и микротрещины, эти вещества вступают в реакцию с солями, оксидами металлов, присутствующих в бетоне, в результате чего образуются игольчатые нерастворимых кристаллы, заполняющие внутреннюю пустотность бетонной структуры. Таким образом, образуется как бы жесткая трехмерная паутина, запирающая поры, капилляры и микротрещины бетона для прохождения влаги, но с сохранением паропроницаемости. Т.е. бетон дышит, что иногда немаловажно для эксплуатационных качеств конструкции.

Подкупают эффективность и простота применения этих материалов, их сравнительно невысокая стоимость и длительный срок службы, равный сроку службы самого бетона.

Отсутствие в составе материала органики и других неустойчивых к радиации компонентов позволяло рассчитывать на то, что применение проникающей гидроизоляции в условиях радиационной нагрузки параллельно с повышением уровня гидроизоляции не повлечет за собой ухудшения других основных параметров бетона.

С целью оценки воздействия гамма-облучения на гидроизоляционные материалы выбранного класса в РФЯЦ-ВНИИТФ проведено исследование физико-химических свойств 14 марок ИКС, а также Портландцемент 500, как в состоянии поставки, так и после гамма-облучения дозой 1000 Мрад.

Рабочие образцы термировали в диапазоне температур 20–1000 °С в динамическом режиме со скоростью нагрева 10 °С/мин в среде азота повышенной чистоты (ГОСТ 9293-74). Погрешность измерения массы – 1 мкг, температуры – 0,25 ºС.

Регистрировали экспериментальные зависимости: массы от температуры (TG) и дифференциальную кривую теплоэффектов (кривая DTA).

Масс-спектральный (МС) анализ состава летучих продуктов термодеструкции цементных материалов проводили параллельно с динамическим термированием образца при использовании управляющей программы QUADSTAR™. Всю дополнительную графическую и математическую обработку первичных результатов экспериментов КТА исследуемых цементов проводили с помощью программного обеспечения STAR, комплектующего систему METTLER TOLEDO STAR.

Облучение образцов производилось на установке Гамматок 100М с жестким спектром гамма-излучения ^{60}Co, позволяющей производить набор дозы с темпом $8*10^5$ рентген/час.

На приборной базе РФЯЦ-ВНИИТФ методами оптической атомной и молекулярной спектроскопии, рентгенофазового, термографического анализов, масс-спектрометрии и термогравиметрии исследовали физико-химические характеристики:

- элементный и фазово-структурный состав;
- термостойкость по массе, фазовые переходы;
- состав летучих продуктов;
- содержание воды и органических добавок.

Отличие указанных характеристик для облученных образцов от аналогичных показателей образцов в состоянии поставки служило критериальным признаком оценки устойчивости исследуемых материалов к гамма-облучению.

В работе использовали 5 методик контроля химического состава:

- атомно-эмиссионный спектральный (АЭСА);
- рентгенофазовый (РФА);
- ИК-спектральный молекулярный (ИКСА);
- термогравиметрия (ТГА);
- комплексный термический анализ (КТА): TG, DTG, DTA и масс-спектральный анализ (МСА).

Исследование проводили на термоаналитическом комплексе TG/SDTA 851 e (фирмы METTLER TOLEDO), совмещенном с масс-спектрометром Thermo Star (фирмы BALZERS), производства Швейцарии.

Оценивая общие результаты проведенных на этом этапе исследований, можно вполне уверенно говорить о том, что ИКС в целом достаточно устойчивы к гамма-облучению. Сравнение их поведения в условиях радиационной нагрузки с поведением Портландцемента подтверждает предположение о том, что применение ИКС в бетонах с целью обеспечения эффективной и долговечной гидроизоляционной способности не повлечет за собой отрицательных последствий для прочностных и других основных параметров конструкций.

В качестве материалов для дальнейших исследований были выбраны гидроизоляционные материалы проникающего действия Пенетрон. Они по основным параметрам исследований превзошли все аналоги, особенно в совокупной радиационно-термической стойкости.

На следующем этапе в лаборатории строительных материалов ПТО «Прогресс» г.Екатеринбург, имеющей государственную лицензию на проведение прочностных и гидроизоляционных испытаний бетонов, были подготовлены бетонные образцы марки 400 согласно соответствующим ГОСТам, половина образцов была обработаны материалом ПЕНЕТРОН. После этого обработанные и необработанные образцы были облучены в Федеральном ядерном центре на установке Гамматок 100М тремя партиями до 500, 1000 и 3000 Мрад соответственно. В качестве источника для достижения более высокой жесткости облучения использовался ^{60}Co.

Облученные образцы были возвращены в ПТО «Прогресс» для прочностных и гидроизоляционных испытаний. По заключению исследователей, каких либо негативных тенденций в изменении технических характеристик, обработанных Пенетроном образцов после гамма-облучения до 3000 Мрад не выявлено. При этом обработанные Пенетроном образцы сохранили после облучения свои высокие прочностные и гидроизоляционные свойства по сравнению с необработанными.

Таким образом, гипотеза о том, что Итегральные Каппилярные Системы (проникающая гидроизоляция) вполне применимы в условиях радиационной нагрузки, нашла еще одно подтверждение.

С этого момента началось тесное сотрудничество между Федеральным Ядерным Центром и Группой Компаний «Пенетрон-Россия», производящей гидроизоляционные материалы системы ПЕНЕТРОН. В июне 2006 года ГК «Пенетрон-Россия» прошла сертификационный аудит системы менеджмента качества ИСО 9001-2000. Материалы системы Пенетрон уже были успешно применены на нескольких российских, украинских и зарубежных АЭС, а также на других объектах атомной промышленности.

Применение гидроизолирующих материалов системы ПЕНТРОН не только повышает безопасность эксплуатации возведенных или возводимых бетонных конструкций. Приобретение водонепроницаемости и, как следствие, дополнительной стойкости (химической, биологической, прочностной, морозостойкости, долговечности и т.д.) существенно расширило в принципе границы применения самих бетонов и песчано-цементных смесей. В настоящее время в Федеральном Ядерном Центре определенные высокотекучие безусадочные песчано-цементные смеси с добавлением одного из материалов системы ПЕНЕТРОН рассматриваются как возможный материал для иммобилизации поврежденного отработанного ядерного топлива в пеналах транспортных упаковочных контейнеров при отправке на отложенное хранение.

НУЖНО ЛИ ОБЪЕДИНЯТЬСЯ? О ЧЁМ ГОВОРИТ ОПЫТ?..

Терёхин Ю.К.

Калининская атомная станция

Так называется доклад, который был сформирован на основании опыта работы Ветеранской организации КАЭС по оказанию помощи производству. С этим докладом мне поручили выступить на международном совещании в Братиславе 24 января этого года. Программа совещания была посвящена организации работ по подготовке энергоблоков (ЭБ) №3, 4 АЭС «Богунице» (Словакия) к продлению срока эксплуатации (ПСЭ).

Здесь выступали специалисты АЭС из Словакии, Чехии, представители Научно-исследовательских центров этих стран, специалисты концерна «Росэнергоатом», представители «Атомтехэнерго» и консорциума «Русатомсервис», недавно созданного под эгидой Концерна. Участвовали в нём также руководители Ядерного общества Европы и группа ветеранов многих стран, в том числе и «Росэнергоатома», представлявшая Международный союз ветеранов атомной энергетики и промышленности (МСВ АЭП).

Такое представительное международное совещание было созвано по веской причине: в 2014 году истекает установленный срок эксплуатации ЭБ №3 «Богунице» (как наш ЭБ №1), но суть вопроса в том, что практически все энергоблоки ВВЭР-440 Российского проекта в западных странах завершают свой проектный срок эксплуатации.

Для этих стран возникла острая необходимость принятия стратегически важного решения: готовиться к останову блоков или провести необходимые мероприятия, которые будут способствовать продлению срока эксплуатации ещё на 20–25 лет, если учесть, что выработка электроэнергии на АЭС в этих странах составляет более 30%.

По линии международных встреч ветеранов Словакии и России при обсуждении этих проблем мы обратили внимание наших коллег на реальное отставание выполнения работ по ПСЭ ЭБ №3, 4 от План-графика, и тут они выступили со встречной просьбой — оказать

помощь в ускоренном завершении подготовительных работ к эксплуатации АЭС «Богунице» в продлённом режиме.

В своё время специалисты Отдела модернизации КАЭС, для участия ветеранов в ПСЭ, проработали и подготовили программу необходимого и доступного к выполнению объёма работ. Для этой программы было сформулировано Техническое задание (ТЗ) с конкретной тематикой, а для выполнения обязательств по договору был сформирован Временный творческий коллектив (ВТК), в состав которого вошли ветераны-профессионалы, хорошо помнящие свою работу.

Ветераны, выполнявшие порученные обязательства по Договору, работали с присущей только настоящим профессионалам тщательностью и ответственностью. Одно это заслуживает уважения и положительной оценки, в общем-то, пока работы, проведённой *в режиме эксперимента*. Но этот опыт важен тем, что убедительно показал: привлечение ветеранов к выполнению определённого вида деятельности в пользу АЭС — реальная и вполне выполнимая задача, полезность которой вполне очевидна.

Таким образом, оценив сложившуюся ситуацию, мы рекомендовали своим коллегам пути выхода из критической обстановки, которые помогут успешному проведению работ.

Было предложено использовать опыт и профессиональные знания наших специалистов и помощь ветеранов, которые в своём большинстве прошли этапы завершения строительства первых 2-х энергоблоков КАЭС, прошли тернии пуско-наладочных работ, испытали все трудности по вводу их в промышленную эксплуатацию, а сейчас занимаются работой по ПСЭ ЭБ №1, 2.

В этой связи, от имени МСВ АЭП была предложена следующая программа действий:

- сформулировать МЕМОРАНДУМ и направить его в ЭО стран-владельцев ЭБ ВВЭР-440, как призыв к объединению усилий в разработке программы ПСЭ для всех АЭС, на основе типового инвестиционного проекта, как единственного источника энергозащищенности своих стран за счёт надёжной и безопасной эксплуатации АЭС в продлённом режиме;
- в рамках совместной деятельности МСВАЭП с ЭО из представителей этих организаций создать международную группу по управлению программой ПСЭ (МГУТГСЭ), ближайшая задача которой разработать План-график на выполнение комплекса работ по первому этапу Инвестиционного проекта;
- предложить консорциуму «Русатомсервис» указанный План-график работ сформировать, как типовую программу для всех АЭС, после необходимых доработок по предложениям членов МГУ ПСЭ.

Хочу напомнить, что все вышесказанное — суть моего доклада и сформулировано не как жёсткие распорядительные указания, а как конкретные рекомендации из нашего опыта и как напоминание о высокой ответственности и важности задач, стоящих перед всеми участниками на ближайшие пять лет.

Хотелось бы поделиться ещё одним впечатлением, оставшимся от встреч с коллегами-ветеранами зарубежных стран.

В странах-членах МСВ АЭП ветеранских организаций, как таковых, нет, а все «атомные» ветераны объединены вокруг Ядерного общества Европы, которое довольно активно в своей деятельности и имеет определённые средства. Оно существует более реально, не в пример Ядерному обществу России, деятельность которого или сошла на-нет, или осталась в кругу научных «снобов», о целях и программах которого общественность абсолютно не информирована, т.к. даже выпуск журнала прекращён.

Всё дело в том, что ветеранское движение в «Концерне РЭА» контрастно отличается от ветеранского движения не только в России, но даже от ветеранской организации собственной Госкорпорации. Каковы причины этого — отдельная тема. Ветеранская организация Концерна имеет Устав, определённую структуру, очень логично увязанную с «родной» АЭС, имеет конкретный бюджет, стабильно формируемый из целевых средств Концерна. Это очень похвально. А Ядерное общество России (ЯОР) находится в стагнации и теперь вся надежда на его нового руководителя Н. Сорокина.

На встречах в Братиславе звучали печальные нотки в речах руководителей ЯО Европы об отсутствии России в этой мощной организации. Вновь они обратились к нам посодействовать к возврату ЯОР в «лоно» Европы.

И самое главное, что необходимо отметить по поездке в Братиславу: мы всё-таки укрепили свои позиции, как в рамках Совещания, так и в дружеских переговорах с руководством ЯОЕ, по предложениям о дальнейшем совместном сотрудничестве:

1. Организовать (в рамках первых шагов) обмен делегациями экспертов-ветеранов — Словакии и России;
2. О возможности совместного участия в работах ПСЭ;
3. О пропаганде развития атомной энергии, как надёжного и безопасного источника.

Как следствие, была сформирована предварительная программа действий по организации встречи в Болгарии 28 марта с.г., где будет звучать тот же проблемный вопрос — разработка типового инвестиционного проекта ПСЭ АЭС.

На Заседании чётко сформировалось единение взглядов всех присутствующих членов ветеранских организаций по многим насущным проблемам, как производственного характера, так и по социальным вопросам.

По горячим следам обсуждений со Словацкими коллегами был предварительно сформулирован текст Меморандума-обращения ко всем ЭО АЭС, а после возвращения в Москву доработан, согласован и распространён по всем странам-членам Международного союза.

26 января наша группа направилась в Вену, в место, где традиционно размещаются многочисленные международные организации, в том числе и МАГАТЭ. В этой связи, там создано самостоятельное Посольство Российской Федерации, которое координирует деятельность всех организаций России, здесь присутствующих и куда мы, то есть представители МСВ АЭП, в лице Е. Акимова — ответственного секретаря, В. Поройкова — члена Исполкома и Ю. Терёхина — руководителя РО КАЭС, имели честь быть приглашены.

Но сначала мы посетили МАГАТЭ по приглашению 1-го заместителя Генерального Директора А. Бычкова.

Популярность МСВ АЭП довольно быстро растёт, и приглашены мы были к г-ну А. Бычкову для обсуждения многочисленных вопросов, касающихся развития атомной энергии в мире и роль Международных ветеранских организаций в этом развитии, по программе передачи знаний молодым атомщикам, в том числе по результатам анализа тяжёлых аварий на АЭС мира.

Следует заметить, на что мы обратили внимание и поняли, что МАГАТЭ не такой уж сладкий сахар. Хотя

МЕМОРАНДУМ

В ближайшие годы заканчивается установленный срок эксплуатации энергоблоков ВВЭР-440 Российского проекта.

В этой связи:

- ***обеспокоенные*** острой необходимостью принятия стратегических решений о дальнейшей судьбе этих энергоблоков, дающих значительную часть производимой электроэнергии в странах, эксплуатирующих ВВЭР-440,

- ***принимая*** во внимание общепризнанный уровень безопасности энергоблоков ВВЭР-440, базирующийся на высоком качестве проектов, профессионализме персонала, длительном сроке безаварийной эксплуатации, на проведённой многосторонней модернизации систем и оборудования, в соответствии с соблюдением всех требований безопасности и рекомендаций МАГАТЭ,

- ***убеждённые***, что эксплуатация действующих АЭС после исчерпания проектного срока службы, подтверждённая уже имеющимся опытом работы энергоблоков в продлённом режиме, наряду со строительством новых мощностей, является одной из важнейших задач на современном этапе развития атомной энергетики и эффективным направлением вложения финансовых средств,

- ***понимая***, что участие ветеранов в реализации проектов по продлению срока эксплуатации АЭС также является одним из направлений передачи знаний и опыта молодому поколению атомщиков,

- ***осознавая***, что такое понимание роли ветеранов необходимо развивать во всех странах, эксплуатирующих АЭС с реакторами типа ВВЭР-440,

- ***поэтому:***

Мы, ветераны-атомщики, члены Международного Союза ветеранов атомной энергетики и промышленности (МСВАЭП), обращаемся ко всем эксплуатирующим организациям Армении, Болгарии, Венгрии, России, Словакии, Украины, Финляндии и Чехии с призывом объединить свои административные и материальные ресурсы со знаниями и опытом ветеранов в разработке типового инвестиционного проекта с целью проведения единой политики в вопросах продления срока службы (ПСЭ) однотипных энергоблоков АЭС и, тем самым, в поддержании энергонезависимости своих стран эффективным и экономичным способом.

От Совета ветеранов ОАО «Концерн Росэнергоатом»:
Председатель О.М. Сараев
Члены Совета: Е.М. Акимов
Ю.К. Терехин

От Совета ветеранов Словакии:
Председатель Ю. Кмошена
Член Совета: Й. Валович

это, наверно, суть всех международных организаций, где существуют различные взгляды на мировые события, вплоть до альтернативных. Со стороны наших оппонентов был высказан взгляд о сомнительности ПСЭ энергоблока: дескать, старое нельзя реанимировать — где-нибудь да лопнет, не выдержав необратимых процессов старения. Меня, как рьяного поборника ПСЭ, эти высказывания болезненно поразили, так как они не отражают и не оценивают основную задачу продления, дающего возможность эксплуатировать ЭБ сверх установленного срока, для накопления средств на создание новых мощностей. Вы меня извините, но такую позицию могу предположить господину из отряда «Огееп-Реасе», а не из сообщества «АТОМ».

Беседа с чрезвычайным и полномочным послом В. Воронковым длилась более трех часов, где мы взаимно касались вопросов от технических, до политических и социальных. И хорошо, что мы рассказали нашему Послу о взглядах некоторых экспертов МАГАТЭ, и он по достоинству оценил нашу эмоциональную подачу этого сообщения. Надеемся, что это помогло ему в проведении брифинга, который состоялся 6 февраля.

Встречи в Вене — события супернеординарные и я продолжаю находиться под их яркими впечатлениями. Конечно, эти встречи, скорей общественно-политические, но значимость их трудно переоценить.

ЭТАПЫ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ЭНЕРГОБЛОКА АЭС

Терёхин Ю.К.
Калининская АЭС

Рассматривая жизненный цикл активной деятельности энергоблока (ЭБ) АЭС, можно чётко определить ***6 этапов:***

1. Строительство и ввод в эксплуатацию:

1.1. Строительство (так сказать, зарождение субъекта);

1.2. Создание действующего субъекта (проведение пусковых и пусконаладочных операций);
1.3. Выход на самостоятельную деятельность (включение в сеть, опытно-промышленная эксплуатация и ввод в действующее предприятие).

2. Промышленная эксплуатация в рамках установленного срока.

3. Окончание установленного срока эксплуатации ЭБ:
3.1. Комплексное обследование (КО) ЭБ на предмет технической возможности дальнейшей эксплуатации, оценка экономической целесообразности продления срока эксплуатации (ПСЭ), при соблюдении требований всех существующих норм безопасности (с учётом оценки эффективности компенсационных мероприятий по поддержанию требуемого уровня безопасности);
3.2. Разработка инвестиционного проекта (ИП) на проведение модернизации по результатам КО ЭБ;
3.3. Разработка проекта модернизации с проведением углублённой оценки безопасности (УОБ) в результате проведённых работ по ПСЭ;
3.4.Реализация ИП выполнения работ по ПСЭ;
3.5. Получение лицензии на дополнительный срок эксплуатации (ДСЭ) ЭБ.

4. Эксплуатация ЭБ в режиме ПСЭ с беспрерывным контролем состояния уровня безопасности и соответствия действующим нормам:
4.1. Разработка программы контроля технического (технологического) состояния ЭБ и состояние уровня безопасности (периодичность и объём контроля, необходимость УОБ);
4.2. Разработка принципов и процедур ТОИР, связанных с более высокой степенью критичности состояния систем и оборудования.

5. Вывод из эксплуатации (ВЭ) ЭБ:
5.1. Разработка проекта останова ЭБ и получение лицензии на выполнение работ по снятию с эксплуатации ЭБ;
5.2. Выбор варианта снятия ЭБ с эксплуатации (объём демонтажа и объём работ по длительной консервации);
5.3. Останов ЭБ, выгрузка активной зоны, отгрузка за пределы АЭС;
5.4. Организационная структура АЭС по работам, связанных с разборкой и демонтажом ЭБ;
5.5. подготовка систем и оборудования к демонтажу (длительной консервации);
5.6. Модернизация систем, необходимых для проведения демонтажа.

6. Демонтаж, длительное хранение, приведение к состоянию «Зелёная лужайка».

Анализируя содержание этих шести этапов, то можно обратить внимание на интересную закономерность:

- наиболее спокойный период в жизненном цикле ЭБ АЭС – это этап эксплуатации, хотя ради этого этапа и создавалось промышленное предприятие по ***выработке электроэнергии!***

При условии безопасной и стабильной работы АЭС, в эксплуатации находится 50÷60% проектных систем (системы и элементы нормальной эксплуатации), а остальные системы (системы и элементы безопасности и обеспечивающие системы безопасности). Таким образом, ЭО в нынешнем понимании, использует всю свою техническую и организационную мощь не в полной мере.

В этой связи, при даже поверхностном анализе отмеченной ситуации, напрашивается такое предложение: а что, если ЭО будет заниматься реализацией всех вышеперечисленных проблем, связанных с жизнедеятельностью ЭБ, кроме 2***-го*** и, в большей степени, ***4-го*** этапа, а эти 2 этапа, касающиеся непосредственно эксплуатации, пусть находятся, так сказать, в режиме ***аутсорсинга,*** но с персоналом эксплуатирующей организации в условном понимании, сданным в аренду ***Аутсорсеру,*** но под неусыпным контролем, как того требует стандарт ИСО серии 9000: «ЭО должна обеспечивать контроль за качеством процесса. Управление этим контролем должно быть определено в системе менеджмента качества».

Если мы положительно ответим на этот неожиданный вопрос, то многие проблемы, решаемые нынче с большим трудом и с определёнными натяжками, отпадут, как бы само собой:

- расходы по формированию и содержанию эксплуатационного персонала пускового ЭБ,
- материальные расходы в период ПНР и ввода в эксплуатацию,
- проблемы безцеховой структуры,
- проведение этапов ПНР и ОПЭ,
- проведение комплекса работ по подготовке ЭБ к ПСЭ,
- вывод ЭБ из эксплуатации и приведение промплощадки в состояние «Зелёная лужайка».

Каким образом произвести данную реструктуризацию и как всё будет выглядеть – всё это совершенно реальный процесс, который надо рассматривать отдельно и при тщательной подготовке..

Коснёмся отдельно вопроса продления срока эксплуатации (ПСЭ) и связанные с этим проблемы.

«...Учитывая, что в период до 2015 года у более, чем 15-ти энергоблоков российских АЭС будет исчерпан проектный срок службы, а размер возможных капиталовложений в атомную энергетику не обеспечит создание в требуемом объёме замещающих мощностей и строительства новых АЭС, считать задачей первостепенной важности выполнения комплекса работ, направленных на решение проблемы продления сроков эксплуатации действующих энергоблоков, что позволит, в том числе, обеспечить средствами новое строительство объектов ядерной энергетики», - так гласило одно из Решений научно-технического Совета концерна «Росэнергоатом».

Но с филосовской стороны, если проблему рассматривать во временном развитии, то она должна исходить из постулата, что каждый субъект нашего космоса имеет ограниченный жизненный цикл. И продление одной из стадий этого цикла логически должно приводить к сокращению последующего. Если этот постулат интерполировать на деятельность АЭС, то напрашивается вопрос:

- при продлении эксплуатационного цикла, сохранят ли защитные технологические барьеры свои конструкционные качества на последующем этапе длительного послеэксплуатационного периода в пределах 50–70 лет, как, по общепризнанным оценкам, наиболее экономически целесообразного срока хранения выведенного энергоблока до полного демонтажа.

Компоненты, срок службы которых определён долговечностью их конструкции (к ним относится два основных элемента реакторной установки: корпус реактора и защитная оболочка) являются основными критерия-

ми установленного срока эксплуатации АЭС. На них и произведён расчёт тридцатилетнего срока эксплуатации энергоблока.

Самое главное — помнить, что процесс демонтажа АЭС на стадии снятия с эксплуатации является частью общих ядерно-технических технологий со всеми вытекающими требованиями к эксплуатации ядерных объектов и гарантированной надёжности систем безопасности на всём жизненном цикле, т.е., ЭБ будет ещё эксплуатироваться, как минимум, ещё лет 50, при полном затратном бюджете.

Таким образом, соблюдение необходимых условий организации управления, конкретного планирования и своевременного финансирования являются гарантами реализации *ПРОГРАММЫ МОДЕРНИЗАЦИИ, как программы, охватывающей всю нормальную и безопасную жизнедеятельность энергоблока и являющуюся основой для разработки ПРОГРАММЫ мероприятий по продлению срока службы, окончательного вывода из эксплуатации и на весь послеэксплуатационный период.*

В этой связи возникает вопрос о необходимости, как я уже говорил, создания специализированной организации, управляющей этими процессами на основе систематизации уже немалого накопленного опыта на АЭС первых поколений. Скажут: есть достаточно организаций, способных решить эту задачу, но все эти организации решают общие проблемы развития атомной энергетики и для них конкретный энергоблок – частная задача. Эта организация нужна, но не для решения общих проблем (теоретических выкладок) эксплуатации АЭС, а для реализации изложенных выше проблем конкретного энергоблока, конкретных людей с конкретными задачами. Попросту говоря: назовём эту организацию **«Инжиниринговая компания сопровождения АЭС (ИКС).**

Среди прочих задач, этой фирме должны быть присущи такие, как:

- контроль над фактическим техническим состоянием ЭБ в целом и его элементов для определения условий нормальной и безопасной эксплуатации в течение проектного срока службы и возможность работы в дополнительный срок;
- определение элементов и систем, техническое состояние и ресурсные характеристики которых могут восстанавливаться или поддерживаться посредством ТОиР, проведением реконструкции и модернизации;
- оценка эффективности (технической и экономической) действующей системы ТОиР;
- определение незаменяемых (планируемых к дальнейшей эксплуатации) элементов, для которых необходимо выполнение дополнительных работ по определению остаточного ресурса;
- оценка технического состояния зданий и сооружений на период жизненного цикла ЭБ, предварительная (комиссионная) оценка остаточного ресурса незаменяемых (планируемых к дальнейшей эксплуатации) элементов;
- оценка возможности обеспечения временного хранения ОЯТ и его вывоза с площадки АЭС в период ДСЭ энергоблока;
- оценка возможности обеспечения переработки и хранения РАО на площадке АЭС, образующихся при дальнейшей эксплуатации энергоблоков. Анализ динамики заполнения хранилищ РАО, оценка возможности обеспечения переработки и хранения на площадке АЭС РАО, образующихся при послеэксплуатационном периоде хранения ЭБ.
- сбор и систематизация информации об истории эксплуатации элементов:
- модификации (реконструкции, замены и прочие изменения проектных решений);
- результаты ремонтов, контроля, испытаний, технических освидетельствований и проверок;
- реальные режимы и условия эксплуатации систем и элементов, анализ возможной дальнейшей эксплуатации;
- отказы и повреждения элементов, выявленные при их эксплуатации;
- анализ ЭД, ПКД и НД (требования к техническому состоянию, режимам и условиям эксплуатации, ресурсным характеристикам);
- оценка технической возможности производства работ по замене элементов;
- выявление технической возможности ПСЭ ЭБ.

Вот тут роль ветеранской организации будет совершенно неоценима, особенно на этапе становления этой организации: ветераны – бывшие эксплуатационники, пускавшие конкретный энергоблок, управлявшие им первые годы на этапе приработки, как никто другой знают, помнят, а многие и хранят документы собственного опыта работы, особенно в экстремальных ситуациях. Надо не упустить этот ценный капитал, ибо время играет свою необратимую печальную роль.

Эта структура (ИКС), по своей природе, формирует принципы преемственности поколений.

Персонал на собственном опыте нарабатывает профессиональные навыки пуска и эксплуатации ЭБ, т.к. часть СК, не вошедшая в состав штатного оперативного персонала, переходит на новый пусковой ЭБ, уже имея наработанный опыт ПНР. При уходе с оперативной работы персонал имеет возможность безболезненной перемены на преподавательскую и наставническую деятельность в составе УТП или на этапе СМР нового ЭБ.

Проблемы нового строительства

Согласно «Целевой программе...» к 2020 году должно быть введено более 16 новых блоков. Это значит, что взяв за основу создания новых энергомощностей на основе усовершенствованных проектов ВВЭР, необходимо обучить и сформировать (страшно сказать!) высококвалифицированную команду в количестве (предполагая, в среднем, одна площадка – 2 блока) **около 15 тыс. человек –** это огромная армия! Следует учесть и немаловажный социальный аспект - время «голого» энтузиазма закончилось – персонал потребует плату за всё. Следовательно, социальный фактор приобретает совершенно конкретное экономическое значение.

При вновь складывающихся производственных отношениях Заказчик – Подрядчик и перераспределения обязанностей и ответственности на этапах ввода блока в эксплуатацию, возникает вопрос об определении места эксплуатационного персонала как участника ввода объектов строительства в эксплуатацию. Во всех продекларированных документах, (т.н. инжиниринговом подходе или комплексным управлением процессом строительства) проносится фраза «сдача объектов под ключ», но ни в одном документе не говорится, кто эту «сдачу» будет осуществлять!

В СТ ЭО 0644-2005 пунктом 7.20 заявлено: «Финансирование затрат, связанных с досрочным набором, опережающей подготовкой и содержанием персонала

строящегося блока АС, осуществляется за счёт средств, выделяемых на капитальное строительство до этапа энергопуска блока...» А т.к. владельцем этого персонала является Заказчик, получается, что эти средства он как бы выделяет самому себе. Далее, с одной стороны, персонал строящегося блока по отношению к Заказчику (действующей станции) не является участником выработки эл/энергии, т.е. по отношению к ней не является профильным подразделением и затраты на его содержание не должны включаться в бюджет АЭС. Хотя по отношению к Подрядчику эксплуатационный персонал является одним из компонентов Заказчика и с какой стати Подрядчик должен нести расходы на эксплуатацию ещё не введённого блока?

Первые предложения по эксплуатационному персоналу (ЭП)

Сам фактор неопределённости сложившейся ситуации с ЭП понуждает определить новые формы организационной структуры и формирования этого контингента.

Мне кажется, эту проблему можно устранить только одной организационной структурой: ***самостоятельная компания***, участвующая в строительстве и вводе энергоблоков АЭС в эксплуатацию в образе ***Аутсорсинговой Компании (АК°)***.

АК° необходимо создать с целью упорядочения вопросов по формированию состава ЭП строящихся и вновь вводимых энергоблоков АЭС и решением других кадровых и инженерно-организационных вопросов в системе управления производством и эксплуатации АЭС. В этой связи, совершенно по другому должен рассматриваться вопрос «Программы оптимизации численности персонала и приведение этой численности к соотношению 1 чел/1 мегаватт. Сейчас эта проблема, по моему мнению, в тупике, так как она рассматривается не в усовершенствовании структуры управления, а в «банальном» сокращении штата.

В предлагаемой реструктуризации, принцип формирования ЭП может сохранять старую организационную структуру, но на этапе строительства и ввода 1-го ЭБ (условно) у Аутсорсера количественный состав ЭП должен превышать соответствующие нормы РД ЭО 0577-2004 **не более, чем 50%** с целью создания задела для последующих, вновь вводимых ЭБ. Более того, этот принцип поможет обеспечить возможность компенсации естественной «утечки» персонала и предоставить право выбора как руководству, так и личному составу по конкретному географическому распределению эксплуатационников.

А чтобы не мучится с словосочетанием ЭП, к началу ПНР формируется (назовём её ***Сдаточной командой – СК)*** во главе с ***Ответственным сдатчиком*** (руководителем пуска ЭБ). Команда формируется непосредственно на конкретный пусковой блок. Окончательный состав ЭП конкретного ЭБ определяется на этапе ПНР и закрепляется соответствующим приказом, принимаемым к исполнению, как Заказчиком, так и Подрядчиком.

При ***Ответственном сдатчике*** создаётся ***Группа пуска блока*** во главе с ***Главным сдаточным инженером.***

Эти два представителя являются первыми руководителями пуска энергоблока. С момента объявления ПНР им подчиняются все производственные подразделения, принимающие участие в ПНР, вне зависимости от производственной подчинённости и иерархической структуры.

Организация единой СК создаёт основу для внедрения ***бесцеховой структуры управления*** (БЦС) производством, формирования единых норм и правил управления эксплуатацией для всех вновь вводимых ЭБ на основе структурного построения единой СК.

При такой реорганизации возможна передача всех УТП **ИКС^у**, тем самым освобождая АЭС от непрофильных подразделений, а на основе которых возможно сформировать Департамент (в управлении **АК°**), занимающийся подбором кадров, как из специалистов-профессионалов, так и из молодых специалистов (студентов) профильных ВУЗов и техникумов. Все они будут проходить обучение и переподготовку по единой программе, вне зависимости от географического расположения УТП, т.к. все учебные центры входят в единую организационную структуру. Это даст возможность (наконец-то!) упорядочить преподавание и создать стандартные правила учёбы.

Таким образом, подводя итоги сказанного, можно сформулировать:

10 причин, декларирующих создание инжиниринговой фирмы по формированию эксплуатационного персонала вводимых блоков

1. Освобождение эксплуатирующей организации от непрофильных затрат.
2. Возможность точного определения норматива численности и расчёта затрат на формирование управленческого и эксплуатационного персонала вновь вводимых блоков.
3. Вывод из структуры управления непрофильных подразделений (персонал строящегося блока, УТП).
4. Предпосылки создания структуры управления АС по безцеховому принципу.
5. Единая (типовая) организационная структура, нормативная база, распорядительная документация на вновь вводимых блоках.
6. Возможность создания организации с контролирующими функциями на строящихся блоках, создание условий для независимого технадзора при СМР.
7. Более широкие возможности ротационного принципа формирования эксплуатационного персонала, создание резерва высококвалифицированного персонала и возможность поддержания необходимого уровня.
8. Использование эксплуатационного персонала действующих блоков на договорной основе в инспекторском режиме в период ПНР и этапов вновь вводимого энергоблока.
9. Создание организации с беспрерывным (замкнутым) циклом производственного процесса и управления персоналом: учёба в профильном учебном заведении → переход на строящийся блок → стажировка и участие в эксплуатации действующего блока → работа на введённом блоке → переход в учебный процесс (в режиме наставничества и обучения молодых специалистов).
10. Использование интеллектуального потенциала бывшего персонала в группах по разработке документации и выполнен

ии работ по ПСЭ и ВЭ ЭБ.

О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОБЩЕСТВЕННОГО ЭКСПЕРТНОГО СОВЕТА ВЕТЕРАНОВ МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЙ ОБЩЕСТВЕННОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ВЕТЕРАНОВ КОНЦЕРНА «РОСЭНЕРГОАТОМ»

Акимов Е.М.

Международный союз ветеранов атомной энергетики и промышленности

I. Немного об истории. 10 октября 2007 г. на собраний членов Правления МООВК (Хатин М.Г., Сараев Ю.П., Акимов Е.М., Комаров В.И.) было принято решение: предложить руководству ФГУП концерн «Росэнергоатом» создать механизм использования в качестве экспертов, аналитиков, советников, а в необходимых и возможных случаях, в качестве исполнителей работ (услуг) в интересах Концерна «Росэнергоатом» и его филиалов – атомных электростанций опыта и знаний неработающих ветеранов концерна при реализации Федеральной целевой программы (ФЦП) «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007–2010 годы и на перспективу до 2015 года», создавая временные творческие коллективы (ВТК) из числа ветеранов и действующих специалистов ЦА и филиалов Концерна.

Уже 29.10.2007 г. и. о. Генерального директора ФГУП концерн «Росэнергоатом» А.М. Локшин и Председатель совета МООВК О.М. Сараев подписали Совместное решение «О взаимодействии руководства ФГУП концерн «Росэнергоатом» и совета Межрегиональной общественной организации ветеранов концерна «Росэнергоатом» по привлечению неработающих ветеранов ФГУП концерн «Росэнергоатом» к работе по реализации ФЦП».

10.12.2007 г. и. о. Генерального директора ФГУП концерн «Росэнергоатом» А.М. Локшин и Председатель Совета МООВК О.М. Сараев утвердили Положение об «Общественном экспертном совете ветеранов концерна «Росэнергоатом» (ОЭСВ МООВК)».

Вновь созданным Правлением ОЭСВ МООВК были определены и согласованы с руководством Концерна «Основные направления» его деятельности и разработан «Тематический план» участия МОО ветеранов концерна «Росэнергоатом» и его региональных отделений в реализации ФЦП.

13 июля 2011 года на очередном заседании Правления ОЭСВ МООВК его состав был обновлен и в него вошли наиболее работоспособные и высококвалифицированные специалисты из числа ветеранов, такие как:

1. Акимов Евгений Михайлович – ответственный секретарь Правления;
2. Алехин Валерий Николаевич;
3. Болдырев Виталий Михайлович;
4. Вельчинский Владимир Иванович;
5. Горелов Игорь Иванович;
6. Киричко Владимир Петрович;
7. Комаров Владимир Иванович;
8. Корниенко Арнольд Григорьевич;
9. Костюк Виктор Григорьевич;
10. Мазалов Анатолий Тарасович;
11. Михляев Валерий Вениаминович;
12. Петрунин Донат Михайлович;
13. Поройков Владимир Сергеевич;
14. Сараев Олег Макарович;
15. Сараев Юрий Парфеньевич – председатель Правления;
16. Софиенко Геннадий Иванович;
17. Теплицкий Валерий Аркадьевич;
18. Хатин Май Григорьевич;
19. Хатин Сергей Маевич;
20. Черкасов Виктор Григорьевич;
21. Шевченко Владимир Михайлович;
22. Хамьянов Леонид Павлович
23. Худоногов Владимир Васильевич.

II. Все планы и конкретные работы ОЭСВ МООВК строились и строятся в строгом соответствии с программами развития отрасли и, прежде всего, в интересах ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Основой для разработки Тематических планов работ ОЭСВ МООВК и его ВТК является Постановление Правительства Российской Федерации от 20 сентября 2008 года № 705 (ПП № 705) «О программе деятельности Госкорпорации по атомной энергии Росатом на долгосрочный период (2009–2015 годы)».

Так, в рамках раздела этой Программы (ПП № 705) «Совершенствование системы подготовки, переподготовки и повышения квалификации кадров», уже во втором квартале 2008 года силами ВТК из числа ветеранов ЦА Концерна и Смоленской АЭС, в тесном содружестве со специалистами УТЦ Смоленской АЭС был выполнен первый в истории ОЭСВ МООВК «пилотный» проект — «Комплексная программа подготовки персонала Смоленской АС на период 2009–2020 годы». Причем, по каждому рабочему месту.

Уже почти 4-летний успешный опыт использования рекомендаций, изложенных в итоговом документе этого проекта, дает основание для его положительной оценки и распространения и на другие АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом», конечно же с учетом их особенностей.

Мало того, Смоленская АЭС эту программу продолжает совершенствовать, времена ведь меняются. В нее внесен такой раздел, как «Управление человеческим фактором с целью повышения безопасности АЭС», т.е. начинает культивироваться понятие «Ожидания руководства», которое является новым, дополнительным инструментом воспитания персонала:

- передачи ему знаний и опыта путем регулярных обходов рабочих мест руководителями всех уровней;
- формирования правильного поведения персонала при выполнении работы с непосредственным обсуждением на самом рабочем месте результатов наблюдения;
- доведения до работника того, что ожидает от него руководство.

Замечательное начинание

Мы рады, что именно эта Комплексная программа, разработанная еще в 2008 году, плюс изучение лучшего опыта зарубежных эксплуатирующих организаций создали благодатную почву для таких новшеств и легли в основу мероприятий подготовки к миссии ОСАРТ, которую Смоленская АЭС выдержала с достоинством.

Привлечение молодежи и подготовка кадров в ядерную энергетику России – одно из наших главных направлений деятельности.

Так нами ровно год назад была организована (руководитель В.П. Калинин) экскурсия учеников школы № 2 города Олонец (Карелия, Россия) на Кольскую

АЭС, ледокол «Ленин» и в филиал Петрозаводского политехнического университета в городе Апатиты.

Следует подчеркнуть, что время проведения оказалось неудачное, практически на ярком негативном для атомной энергетики фоне, созданном событиями на АЭС «Фкуксима-1».

Начали мы эту работу в январе 2011 г. Вначале желающих участвовать в этой экскурсии было 20 ребятишек, однако поехали только 12.

Восемь ребятишек не поехали, так как их не отпустили родители, ссылаясь на аварию на АЭС «Фукусима-1»! Вот какое значение имеют негативные события на атомных станциях, где бы они ни находились.

Однако, несмотря на этот негатив, экскурсия произвела на поехавших ребят такое сильное впечатление (они это выразили в своих сочинениях-отзывах), что двое учеников 10 класса (Магоев Кирилл и Смоленникова Лиля), согласовав по приезду домой и поделившись своими впечатлениями с родителями, приняли твердое решение связать свою судьбу с атомной энергетикой и по окончании 11 класса поступить на физико-технический факультет Петрозаводского университета. Вот такой получился результат.

Сегодня мы пытаемся готовить еще одну такую же экскурсию. Хотелось, чтобы те, от кого это зависит, помогли.

Кстати, этим опытом очень заинтересовались наши коллеги из Финляндии и мы с энтузиастом этого дела Василием Петровичем Калининым были приглашены с докладом о результатах экскурсии в Ядерное общество Финляндии. Это говорит о том, что проблема существует не только у одних нас.

Когда мы обсуждали этот результат с Департаментом по управлению персоналом Концерна, то пришли к серьезному, на наш взгляд, пониманию: человеческий ресурс надо искать в регионах, в столицах и крупных городах для молодежи больше, к сожалению, перспектив. А ведь в наше время люди рвались в наши моногорода и атомграды!

Пример. Белоярская АЭС. Екатеринбург с огромным удовольствием принимает на работу молодых специалистов, уже поработавших на АЭС и набравшихся определенного опыта, а они едут туда по причине большего заработка и более развитой социальной инфраструктуры. 60 километров от Заречного до Екатеринбурга – не крюк.

В январе месяце прошлого года мы побывали в Финляндии и нам там рассказывали, что Хельсинский университет готовит в год примерно 20 выпускников по тематике ядерная энергетика, из которых, в лучшем случае, только половина приходит в ядерную энергетику. А через 2–3 года половина из пришедших,получив опыт, уходят в другие отрасли, где их берут с превеликим удовольствием!?

В наши годы люди рвались на работу в нашу отрасль, которая предлагала им гораздо лучшие соцпакеты и инфраструктуру.

Надо делать выводы. И не только делать, но и действовать.

Далее. В рамках раздела «Обеспечение ядерной, радиационной и экологической безопасности» на договорной основе в тесном содружестве с Департаментом по радиационной безопасности, охране окружающей среды и учету ядерных материалов в 2009–2010 гг. нами разработаны:

- РД ЭО «Общие технические требования к устройствам контроля радиоактивного загрязнения кожи, спецодежды и средств индивидуальной защиты персонала АЭС» и
- «Техническое задание на создание устройства контроля радиоактивного загрязнения предметов, перемещаемых из ЗКД в зону свободного режима АЭС».

В рамках раздела «Программа продления эксплуатационного ресурса» по договору с Калининской АЭС силами ВТК (ветераны ЦА Концерна и Калининской АЭС) в 2009 г. разработан «Отчет-анализ по тематике продления срока эксплуатации энергоблока №1 Калининской АЭС»,

Руководство Калининской АЭС оказалось перед дилеммой: действующего персонала АЭС для этого объема работы не хватает, с одной стороны, а с другой — у большего числа из них просто не хватает опыта. Поэтому подключение к этой работе ветеранов Калининской АЭС оказалось своевременным и крайне важным. Вот нам всем положительный пример прозорливости и решительности дирекции по производству и эксплуатации Концерна (Концевой А.А.) и руководства Калининской АЭС, прежде всего, бывшего Главного инженера (ныне директора) Канышева Михаила Юрьевича, своевременно обратившихся к знаниям, опыту и **нигде не задокументированной памяти ветеранов**!

В ход пошли записные книжки, телефоны друзей-товарищей, с которыми строили, пускали, ремонтировали, модернизировали и эксплуатировали в свое время этот энергоблок (Советский Союз распался, расформированы многие предприятия и институты...). Оказалось, что все это сохранили ветераны. Все это не успело пропасть, пошло в ход. Именно в этом и состояла мудрость. Итог: отвлекать основной персонал АЭС на эту рутинную и большую по объему работу не потребовалось, работа была выполнена с высоким качеством и в короткие сроки, программа реализации инвестиционного проекта была выполнена в полном объеме, что позволило своевременно приступить к непосредственному выполнению работ в «металле». Документ на продление срока эксплуатации (ПСЭ) будет получен во время!

Особенно хотелось поблагодарить за оказанную помощь руководителей Калининской АЭС и.

К этому проекту я ещё вернусь ниже.

И несколько ещё проектов было выполнено ВТК ОЭСВ МООВК.

Всего с начала работы ОЭСВ МООВК и его филиалов выполнены 7 договоров на общую сумму 15 626 336 руб., 20% от которой было перечислено на счет МООВК для оказания дополнительной поддержки неработающих ветеранов Концерна.

Особо хочу остановиться на работах, относящихся к разделу «Мероприятия по модернизации действующих АЭС».

Речь идет, прежде всего, о разработанной по инициативе и силами ветеранов ОЭСВ МООВК, утвержденной Заместителем Генерального директора – директором по производству и эксплуатации ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Комплексной программе работ по переводу систем освещения АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» на светильники нового поколения в период с 2010 по 2012 г.» {рег. № АЭСПРГ-26К(04-03)2010}, которая явилась логическим продолжением творческого содружества ветеранов ЦА концерна с научным, конструкторским и производственным коллективом ООО «Ритм-2».

Результатом этого творчества явилось выполнение двух договоров с ОАО «Концерн Росэнергоатом» по

НИОКР по разработке светильников нового типа на базе светодиодов, изготовление, испытание их в реальных условиях АЭС, доработка по замечаниям, выявленным в результате этих испытаний, и поставка на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Кстати, получен Патент на полезную модель № 95068 «Светильник светодиодный».

Выполненные НИОКР позволили, кроме всего прочего, сократить модельный ряд светодиодных светильников, против традиционного, значительно — до 26 против 38 видов по проекту, что в полной мере отвечает требованиям «Единой технической политики эксплуатирующей организации» (ЕТП ЭО) – Концерна в части унификации и стандартизации оборудования и технической документации.

По выполненной еще в 2008 г. советником Заместителя Генерального директора по финансам и экономике ОАО «Концерн Росэнергоатом» экспертной оценке, ежегодная экономия от использования установленных в пом. №№ 401/3,4 бл. № 2 САЭС светильников на базе светодиодов типа «Ритм-СПС» (а мы начали с изготовления малой партии именно этих светильников и именно для САЭС, всего в количестве 40 шт.) за 10 лет эксплуатации составит 8 321 руб. в год на каждый светильник, а в последующих массовых партиях может достигнуть 13 – 14 тыс. руб. в год на каждый светильник.

Прогнозные расчеты показывают. Что при переводе на светодиодное освещение окупаемость, для действующих объектов, составит 1,5 - 2,0 года, а для строящихся - от 0,8 до 1,0 года за счет снижения материалоемкости сетей, коммутирующих устройств и увеличения срока их службы, плюс повысится техническая и пожарная безопасность, а вопросы утилизации просто исчезнут сами собой.

Концерн первым в России приступил к такой широкомасштабной программе, что в полной мере отвечает решению задачи по модернизации страны, поставленной Президентом Российской Федерации.

Так вот. По нашим данным, а мы интересуемся, ни в одной отрасли России такого масштабного проекта по переводу целой отрасли на ресурсо энергосберегающее новое поколение освещения нигде и никем в России не начато.

Итак. Все шло неплохо до конца 2010 года. За это время, на семь АЭС (Балаковскую, Билибинскую, Калининскую, Курскую, Нововоронежскую, Ростовскую и Смоленскую) было уже поставлено более 4 600 светильников (на Смоленскую АЭС — первопроходца в освоении новых видов светильников — поставлено и успешно работают до сегодняшнего дня 2 200 штук, даже на Билибинскую удалось доставить 500 светильников нового типа). Но тут «вмешался» Федеральный закон № 94-фз, на основании которого проводятся конкурсы, о несовершенстве которого сегодня говорит каждый, кто хоть один раз столкнулся с закупками.

Мы начали проигрывать в конкурсных процедурах.

Да, наши светильники несколько дороже, чем у других изготовителей.

Но, давайте вспомним, о чем говорилось выше:

- Концерн выдал ТЗ на разработку светодиодных светильников.
- Концерн оплатил их разработку и изготовление.
- Концерн предоставил площадки для испытаний.
- Концерн выдал замечания по результатам испытаний в реальных условиях АЭС первых партий светильников нового типа.
- Мы их бесплатно устранили и взамен бесплатно поставили новые, уже доработанные.
- Мы, ветераны, разработали Комплексную программу модернизации систем освещения, а Концерн её утвердил.
- Мы, как разработчики и изготовители, готовы сегодня при увеличении заказов к работе по снижению цены...

Да. Мы проигрываем в конкурсных процедурах, но только по одному показателю – по цене, по всем остальным нам нет равных.

Для примера. Балаковская АЭС, однажды приобретшая наши 300 светильников и успешно их эксплуатирующая, была вынуждена из-за жесткости требования «самая низкая цена» в очередной конкурсной процедуре закупить 125 светильников нового типа у иной фирмы, 25 из которых сгорело сразу после их включения, оказались китайскими.

Как тут не вспомнить английскую поговорку: «Мы не настолько богаты, чтобы покупать дешевые вещи».

Так что, нам прекратить бороться за реализацию нашей программы?

Все затраты материальные и моральные совершены напрасно?

Нет, мы не можем бросить этот проект.

Мало того, в рамках развития этого проекта, ОЭСВ МООВК провел определенную маркетинговую работу в части возможности расширения производственной базы и изготовления светодиодных светильников на некоторых площадках АЭС (таких, например, как Белоярская и Нововоронежская) с участием ветеранов этих станций. Возможности существуют: помещения и вся инфраструктура присутствует, а, главное, есть в достаточном количестве люди, высоко образованные и воспитанные в лучших традициях отрасли. Такое решение позволит создать высокотехнологичные рабочие места для работоспособных неработающих ветеранов, а неработающим – оказать дополнительную поддержку по уже отработанной в МООВК схеме и, при этом, снизить цену.

А почему бы и в других моногородах при АЭС не создать сеть предприятий по выпуску светильников нового типа для всей отрасли и регионов расположения АЭС?

Мы не против конкурсов, но против того, что условия конкурсов в большинстве своем не содержат такие требования к товарам, работам и услугам, как их испытания в реальных условиях АЭС, безопасность и надежность. Мы предлагаем ввести такие параметры в требования к конкурсным условиям.

Поэтому мы с большим удовлетворением встретили предложение Дирекции управления качеством «принять участие в работе экспертных комиссий и предоставить список лиц, обладающих специальными знаниями и опытом работы в областях, относящихся к предмету закупок». К предложению прилагается «Номенклатура технических требований эксплуатирующей организации (ТТОЭ) для однотипного оборудования», которая содержит 22 вида однотипного оборудования.

Пожалуй, мы давно ждали такое предложение и заранее начали практически готовить списки лиц, обладающих специальными знаниями и опытом, на каждой станции и в ЦА МООВК.

Мы разработали Анкету эксперта-консультанта, Бланк рекомендаций от бывших или действующих руководителей подразделений или филиалов Концерна, Бланк заявления эксперта-консультанта. Списки

экспертов-консультантов подписываются руководителями Региональных отделений МООВК на АЭС, что является им дополнительной рекомендацией.

Сегодня уже такой список экспертов-консультантов Белоярской АЭС состоит из 18 человек, Балаковской – 3, Калининской – 13, Курской – 8, Смоленской – 19 и ЦА МООВК – 24. Однако остальные РО МООВК медлят, или не придают этому вопросу должного значения. Почему? Хотелось бы услышать ответ на этот вопрос.

За количеством сегодня не гонимся, важно – профессионализм, качество, надежность и, что немаловажно, коммуникабельность. Но «узаконенные» эксперты-консультанты на каждой станции должны быть.

Кроме того, мы планируем не только сформировать такие регистры, но и провести сертификацию и регистрацию наших лучших экспертов-консультантов в Национальном и Международном регистрах, о чем мы договорились с Центром сертификации и регистрации при Национальном исследовательском Томским политехническом университете.

То, что это веление времени, говорит и то, что предложение Дирекции управления качеством – не единственное. Сегодня нами ведутся переговоры с Дирекцией по производству и эксплуатации АЭС о привлечении ветеранов к работам по расследованию браков в работе, отказов оборудования и прочим небольшим экспертным работам, для выполнения которых не хватает штатных сотрудников, а иногда и у штатных сотрудников просто не хватает опыта. Надеемся, что эти переговоры закончатся конструктивным письменным предложением и послужит заразительным примером для других подразделений и служб ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Вопрос создания армии экспертов-консультантов из числа ветеранов концерна - наиважнейший вопрос для нас, тем более, что по нашему примеру 19 марта 2012 г. состоялось с нашим участием совещание представителей Блока управления инновациями (БУИ) Госкорпорации «Росатом» и членов Президиума Межрегионального движения ветеранов атомной энергетики и промышленности (МОДВ АЭП), где в Протоколе, подписанным Заместителем Генерального директора Госкорпорации «Росатом» и Председателем Совета МОДВ АЭП, в п. 1 решения записано:

«Считать необходимым организовать совместную работу БУИ Госкорпорации «Росатом» и Совета МОДВ АЭП по выявлению и использованию в интересах развития научно-технических исследований в атомной отрасли уникального опыта ветеранов – «носителей критических знаний».

В развитие этого положения 11 апреля в МОДВ АЭП с участием общественных организаций «Чернобыль-Атом», МООВК и МСВАЭП состоялось совещание, на котором было принято решение создать рабочую группу по выработке стратегии и тактики передачи критических знаний по управлению запроектными авариями.

19–22 марта с.г. в Вене в МАГАТЭ состоялось на эту тему большое совещание, где мы выступили со своим докладом и видением какие и кому нужны «критические знания», обратив особое внимание на то, что критические знания важны для каждого этапа жизненного цикла ядерного объекта. Наш доклад был выслушан с интересом и мы намерены эту работу продолжать, в том числе и в рамках Международного союза ветеранов, о котором речь пойдет ниже.

Одним из значительных направлений нашей деятельности, узаконенное приказом Генерального директора Концерна, является участие представителей ОЭСВ МООВК в работе по разработке безцеховой структуры при эксплуатации АЭС. Эта работа крайне важна и масштабна, т.к. за рубежом АЭС управляются безцеховой структурой, а это значит, что и Россия, чтобы быть конкурентоспособной на мировом рынке, должна продавать свои АЭС, учитывая эти требования. А нам, ветеранам, есть что сказать и в этом вопросе.

28 ноября 2011 года в центральном офисе ОАО «Концерн Росэнергоатом» ОЭСВ МООВК совместно с Международным агентством «Союзом технологий XXI века», при активном участии работников Департамента по управлению персоналом Концерна, руководства Балтийской АЭС, Управления по работе с регионами и Ассоциации «ЗАТО и Атомградов» Госкорпорации «Росатом», Комитета Совета Федерации РФ по энергосбережению и проектных организаций, в формате «круглого стола», мы организовали обсуждение проблем по теме: «Особенности и возможности инновационного развития моногородов при промышленных и энергетических объектах Росатома».

Круглый стол показал, что следуя концепции, предложенной «Союз технологий XXI века» (Союз организован учеными и практиками космической отрасли), что моногорода и атомграды Госкорпорации Росатом могут и должны стать опорными пунктами на карте России по созданию зон опережающего инновационного развития страны.

В предложенную «Союзом технологий XXI века» инфраструктуру и схему ее построения очень органично вписывается и программа производства современных энергосберегающих светильников на базе светодиодов и многие другие инновационные проекты, что в полной мере соответствует планам президента России по модернизации страны, а для нашей отрасли – появление новых высокотехнологичных рабочих мест.

Забота о повышении социального статуса ветеранов Концерна, продление их работоспособности и востребованности, вовлечение их в творческий процесс по передаче своих знаний, опыта, традиций и целеустремленности молодому поколению, развитие системы наставничества и возрождения движения по созданию династий – наша первоочередная задача!

Подводя некоторый итог деятельности ОЭСВ МООВК за этот период, необходимо отметить, что наша деятельность в концентрированном виде сегодня сосредоточена по нескольким важным направлениям:

- Формирование актива (регистра) экспертов-консультантов в ЦА и в филиалах Концерна для реализации в интересах Концерна тех или иных задач.
- Вовлечение ветеранов ЦА Концерна и его филиалов в полезную для Концерна деятельность путем выполнения отдельных тематических задач.
- Патриотически-воспитательная работа среди молодежи и населения по пропаганде и поддержанию имиджа атомной энергетики.
- Развитие сотрудничества с государственными и общественными отечественными, зарубежными и международными организациями, такими как Совет Федерации России, ВАНО, МАГАТЭ, МСВАЭП, Межрегиональное общественное движение ветеранов ГК «Росатом», НИЯУ МИФИ, ЦИПК (г. Обнинск) и другими.
- Повышение и пропаганда безопасности атомной энергетики, ее экономической и экологической привлекательности. При этом продление срока полезной

деятельности ветеранов – один из ярчайших примеров для привлечения молодежи в атомную энергетику и повод для продления жизни самих ветеранов!

На этом, пожалуй, я закончу с этими вопросами и перейду ко второй, не менее важной для нас, части деятельности ОЭСВ МООВК.

III. Международная деятельность ОЭСВ МООВК

Участие в реализации программы деятельности Госкорпорации по атомной энергии «Росатом» на долгосрочный период (2009–2015 годы), понимание важности и сложности задач ренессанса атомной энергетики в России и за рубежом; осознание:

- произошедших политических и экономических преобразований в странах, использующих ядерную энергию;
- приход в ядерную отрасль нового поколения,
- установление рыночных отношений;
- активизация процессов интеграции экономик, с одной стороны, и разделения труда, с другой;

привело Правление ОЭСВ МООВК к пониманию необходимости обобщения всего предыдущего положительного и отрицательного опыта создания и развития ядерной отрасли в различных странах для передачи накопленных, за более чем полувековую историю, отрасли знаний, опыта и традиций новому молодому поколению, на которых легла вся ответственность за ее безопасное развитие.

Так родилась идея создать Международный союз ветеранов атомной энергетики (МСВАЭ).

2 апреля 2008 г. в г. Пиештяны (Словакия) состоялось двухстороннее совещание представителей Межрегиональной общественной организации ветеранов концерна «Росэнергоатом» (Россия) Е. М. Акимова и членов Секции ветеранов Ядерного Общества Словакии: Юрай Кмошена (Председатель Секции), Штефан Рогар, Йозеф Кегер, Вилиям Зиман и Ян Дугат.

Стороны подписали протокол «О намерениях Межрегиональной общественной организации ветеранов концерна «Росэнергоатом» России и ветеранов атомной энергии Словакии» создать «Международный союз ветеранов атомной энергетики» (МСВАЭ).

Идея создания Союза была поддержана руководством концерна «Росэнергоатом», Госкорпорации «Росатом», ЦК профсоюзов атомной энергетики и промышленности, Межрегиональным общественным движением ветеранов атомной энергетики и промышленности ГК «Росатом», Ядерным обществом России, МЦ ВАНО.

Со стороны зарубежных партнеров идея создания такого Союза была поддержана не только ветеранскими организациями, но и эксплуатирующими организациями и Ядерными обществами еще 8 стран: Армении, Болгарии, Венгрии, Литвы, Словакии, Украины, Финляндии и Чехии.

Европейское Ядерное Общество тоже встретило это начинание с большим интересом и уже дало несколько конкретных предложений для участия Союза в некоторых проектах (написание ветеранами книг об истории и опыте развития атомной энергетики в своих странах, участие в возрождении «Клуба ВВЭР», в создании «Клуба канальных реакторов» и др. предложения).

Выводы и предложения:

- Инициатива ОЭСВ МООВК по созданию МСВАЭП поддержана всеми.
- Накоплен огромный и разнообразный международный опыт во всех стадиях развития атомной энергетики, начиная с постановки задачи, при этом каждая страна решала ее по-своему, отсюда достижения и неудачи своеобразны для каждой страны. При этом, учитывая традиционную закрытость отрасли, немногие из них становились достоянием даже специалистов.
- В условиях ренессанса развития атомной энергетики в XXI веке, главным образом в странах, никогда не занимавшихся ею, а потому не имеющих никакой научно-образовательной и производственной базы, получение на стадии ее становления всего положительного и отрицательного опыта исключительно важны.
- В настоящее время, принимая во внимание разрыв поколений, только ветераны, прошедшие все стадии развития отрасли, в каждой стране в разных стартовых, экономических и политических условиях, способны сконцентрировать, обобщить и передать его новому поколению.
- Необходимость усиления работы среди населения, в том числе и силами МСВАЭП и его членов, в условиях глобального изменения климата и возрастания конкуренции среди энергопроизводителей только возрастает.
- Объединение ветеранов в любых формах в целях использования накопленного ими опыта и традиций является своевременным и важным фактором дальнейшего развития отрасли и требует от нее системной административной, финансовой и политической поддержки.
- Мнение ветеранов независимое и не должно подвергаться никакому давлению.

26–27 мая 2010 года в рамках МНТК-2010, прошедшей в Москве во ВНИИАЭС в рамках работы секции № 4 состоялась Учредительная конференция по созданию «Международного союза ветеранов атомной энергетики и промышленности» с участием представителей ветеранских организаций 7 стран: Венгрии, Литвы, России, Словакии, Украины, Финляндии и Чехии.

Союз был создан.

Представители Армении и Болгарии прислали поздравления и свои намерения войти в состав Союза после юридического оформления своих организаций в своих странах. Эти намерения они побтвердили своими практическими делами: 5-е заседание ЦС МСВАЭП прошло в Болгарии, а 6-е будет проходить в Армении.

14 ноября 2010 года Министерство юстиции Российской Федерации зарегистрировало наш Союз.

Главная цель Союза: весь международный опыт, знания и традиции – молодому поколению.

Дальше пошла обычная, уставная, рутинная, но совершенно новая, еще никем не проходимая, работа.

Ветеран ветерану – рознь.

Если в России ветераны не утрачивают связь с отраслью, со станциями, которым они отдали все свои силы и жизнь, и ветеранское движение широко развито, то в странах бывшего Советского Союза нам приходится тратить немалые усилия, чтобы такие ветеранские организации были созданы. Украина в этом ряду оказалась первой. Мы им оказали методическую и моральную помощь – теперь там начинает успешно действовать, зарегистрированный в 2011 году в Минюсте Украины «Союз ветеранов атомной энергетики Украины» (СВАЭУ).

Сейчас ведем такую же работу по соответствующему юридическому оформлению с ветеранами Армении и Литвы.

В остальных странах – членах Союза ветеранские организации находятся в составах Ядерных обществ своих стран и не так тесно связаны и зависят от отрасли или АЭС, на которых они работали. При этом их пенсионное обеспечение достаточное для дальнейшего самостоятельного проживания.

В рамках выполнения уставных положений за прошедшее время проведено 5 заседаний ЦС МСВАЭП в разных странах, чьи ветеранские организации входят в состав Союза (в Словакии, Финляндии, Украине, Венгрии и Болгарии).

На каждом из них уточнялись и вырабатывались основные направления деятельности Союза.

Таких на настоящее время выработалось несколько:

- Сбор, накопление и передача международных ядерных знаний и опыта молодому поколению. Об этом я много говорил ранее.
- Привлечение международного опыта и знаний ветеранов при выполнении инвестиционных проектов по продлению сроков эксплуатации энергоблоков АЭС на базе опыта Калининской АЭС. К сказанному выше я добавлю лишь то, что когда об опыте участия в таком проекте ветеранов Калининской станции узнал директор по эксплуатации «Словцкие атомные станции» г-н Игнас Пнячик, он попросил меня дать ему список наших экспертов-ветеранов, которых бы он мог, при нужде, привлечь к работам по своим проблемам. Сегодня словацкая сторона готовит делегацию специалистов с участием словацких ветеранов для ознакомления с этим опытом работы и его перенятия. Визит согласован с руководством Калининской АЭС, сроки уточняются.
- Место ядерного топлива в национальных топливно-энергетических балансах. Этот проект сегодня приобретает дополнительное направление. Нами разрабатывается ТЗ и проект договора, целью которого является формирование активной зоны реакторов (пока РБМК) для «дожигания», выгруженных в бассейны выдержки топливных сборок, с целью повышения экономических показателей АЭС. Громадная экономия!
- Единство метрологического обеспечения при работе АЭС в новых условиях. Эта программа сегодня начата в рамках работы Координационного Комитета по сотрудничеству между ОАО «Концерн Росэнергоатом» и НАЭК «Энергоатом» (Украина). Атомная энергетика в целях своего развития и обеспечения безопасности должна говорить во всем мире на едином метрологическом языке.
- Безцеховая структура управления эксплуатацией АЭС с учетом международного опыта. Об этом я говорил ранее. В этом проекте заложена экономичность, безопасность и конкурентоспособность атомной энергетики России.
- Укрепление сотрудничества с МЦ ВАО АЭС и МАГАТЭ.
- Сбор и передача молодому поколению критических знаний по управлению тяжелыми и запроектными авариями.
- Сотрудничество с национальными законодательными, государственными, эксплуатирующими организациями и Ядерными Обществами, а также с национальными, зарубежными и международными организациями, популяризация атомной энергетики среди населения – наиважнейшая задача Союза. Мало кто знает, что член нашего Международного союза Александр Коноплев в настоящее время осуществляет исключительно важную и значимую миссию возглавляет автоэкспедицию «Чернобыльский след» в рамках программ МСВАЭП, МКРЗ и УЕФА, под патронатом МАГАТЭ. Автоэкспедиция «Чернобыльский след» проходит по 8 странам Европы (Украина, Россия, Белоруссия, Польша, Словакия, Чехия, Венгрия, Австрия). В настоящий момент уже сняты картограммы полей радиоактивных загрязнений на всех АЭС Украины и в районах пяти станций Российской Федерации — Курской, Смоленской, НВ АЭС, ВАСТ и Балаковской. Обследована дозиметрическая картина в районе строительства Беларусской АЭС, зафиксированы независимые мониторинговые радиационные данные на всех стадионах Украины и Польши — в плане подготовки к футбольному чемпионату Евро-2012. Промежуточный этап – в апреле в Вене (МАГАТЭ). В перспективе — дозиметрические замеры в районе строительства новых АЭС в Болгарии и Турции. Финиш — 26 апреля в г. Припять (Украина). Кроме дозобследований участие во встречах с общественностью и представителями Гринпис при обсуждении проблем атомной энергетики после крупных аварий. Наша задача превратить эту автоэкспедицию в регулярное ежегодное мероприятие. Она должна появляться там, где население проявляет особую озабоченность по части использования энергии атома. События не АЭС «Фукусима-1» вновь бросили вызов мировой ядерной отрасли. Население планеты вновь поставлено перед выбором. Как известно, эти вопросы остро обсуждаются во всех странах. Миссионерская и пропагандистская деятельность члена Союза А. Коноплева, направленная на поддержание положительного имиджа ядерной энергетики, заслуживает самого высокого внимания и поддержки, тем более, что она в полной мере отвечает уставным задачам МСВАЭП.
- Укрепление за рубежом авторитета российской атомной энергетики. РИА «Новости» в этом наш самый активный помощник.

IV. Для дальнейшей активизации привлечения ветеранов-атомщиков к полезно-значимой деятельности в интересах Концерна и отрасли одного желания ветеранов мало. На данном этапе необходимо конструктивное содействие руководства Концерна, его филиалов, а также их отдельных служб и подразделений в следующем:

- Определить конкретные отдельные направления деятельности, в которых участие ветеранов обязательно (чтобы это было нормой), наиболее полезно и востребовано.
- Закрепить в нормативно-регламентирующей документации Концерна те виды работ на АЭС и подразделениях Концерна, которые должны выполняться с обязательным присутствием (наблюдением, участием, обсуждением и пр.) опытных и авторитетных специалистов из числа ветеранов.
- Шире внедрять в практику привлечение на возмездной основе ОЭСВ МООВК и его региональные отделения к проведению общественных экспертиз по самым различным направлениям деятельности Концерна и его филиалов до их принятия к реализации.
- Поощрять издательскую деятельность ветеранов в целях пропаганды атомной энергетики и повышения имиджа ОАО «Концерн Росэнергоатом», как одной

из наиболее передовой эксплуатирующей организации в мире.
- Оказать финансовую и юридическую помощь в создании в рамках ОЭСВ МООВК коммерческой структуры в целях организации и выполнения подрядных работ по указанным выше направлениям в соответствии с нормативными требованиями и условиями Концерна и действующим законодательством РФ.

С появлением ОЭСВ МООВК ветеранское движение Концерна приобрело новые грани: кроме слова «дай» появилось еще и действо «на». Развить его, превратить в «металл» — наша задача, задача отрасли!

Наша цель – результат.

Уважаемые коллеги и друзья.

Мы кратко познакомили Вас с теми скромными на сегодняшний день делами, которыми занимались ОЭСВ МООВК и созданный по его инициативе Международный Союз ветеранов, а также, не боимся это сказать, с амбициозными, но реальными и необходимыми для нашей отрасли планами.

Мы уверены, что наш вклад необходим отрасли, что отрасль поддержит наши начинания.

Мы стремимся внести свой достойный вклад в ее развитие готовы к участию в решении многих проблем, к которым привлечет наша отрасль.

Мы надеемся, что рабочий диалог, наше практическое взаимодействие только начинаются и уверены, что руководство Концерна найдет время встретиться с нами и обсудить, как более конструктивно ветераны могут содействовать прогрессу нашей отрасли.

ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ С КОАКСИАЛЬНЫМИ НАГРЕВАТЕЛЬНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ И КОАКСИАЛЬНЫМИ НАГРЕВАТЕЛЬНЫМИ КАБЕЛЯМИ

Степанчук Г.Н., Янченко Г.А.
ООО «КОТЕРМ»

В основу высокоэффективных тепловых установок и систем с коаксиальными нагревательными элементами и коаксиальными нагревательными кабелями заложен принцип одновременного использования двух физических явлений – скин-эффект и эффект близости. Это позволяет заменять обычные устройства электрической энергии для преобразования в тепловую (в «джоулево тепло» коаксиальными нагревательными элементами и коаксиальными нагревательными кабелями с КПД и Cos φ, близкими к 1 Их преимущества по сравнению с аналогичными устройствами, следующие:
- для изготовления не требуется сложной технологии, дорогих сплавов из никеля, хрома, периклаза и пр., их производство основано на недорогих, весьма доступных материалах (сталь, чугуны, диэлектрики т.п.) с несложной технологией изготовления, при этом в конструкциях коаксиальных нагревательных элементов и коаксиальных нагревательных кабелей нет элементов, быстро выходящих из строя (нихромовых спиралей, например), их срок службы значительно превышает срок службы аналогов и зависит в основном от коррозийной стойкости составляющих элементов;
- процесс нагрева в предлагаемых тепловых установках и системах, как показывает производственный опыт, многократно ускоряется, снижается удельный расход электроэнергии по сравнению с самими лучшими отечественными и зарубежными аналогами. Достигается экономический эффект за счет экономии электроэнергии и снижение времени протекания различных производственных технологических процессов;
- при малом зазоре между проводниками коаксиальных нагревательных элементов и кабелей преобладает реактивная емкостная составляющая мощности тепловых установок и систем с коаксиальными нагревательными элементами, и, как следствие, достигаются высокие КПД и Cosφ (0.96-0.98). это имеет исключительно большое значение при сооружении и эксплуатации абонентских электросетей, т.к. компенсация в них реактивной мощности не требуется;
- полное отсутствие или наличие незначительного, абсолютно безопасного потенциала на внешней доступной поверхности этих устройств, что обеспечивает многократное повышение их безопасности в электрическом, пожарном и экологическом отношениях, в том числе и в помещениях с повышенной категорией опасности.

В настоящее время имеется высокая надобность в таких устройствах с высоким экономическим эффектом в применении их для нагрева твердых, жидких, газообразных сред во многих отраслях энергетики, сельского хозяйства, промышленности, строительства, жилищно-бытовой сфере и пр.

Физические основы состоят в том, что вследствие скин-эффекта и эффекта близости нагревательных рабочих элементов и кабелей коаксиальной формы (коаксиалы) электромагнитные поля в токопроводах не рассеиваются, а накладываются друг на друга, концентрируются и «запираются» в зазоре между ними. В результате в токопроводах происходит перераспределение реальной плотности тока по их токопроводящим сечениям по всей их длине коаксиала, а активное сопротивление его проводников многократно повышается. Таким образом при прохождении тока по двум или более проводникам коаксиала, расположенным относительно друг друга коаксиально (соосно) и соединенных между собой последовательно с небольшим диэлектрическим зазором между ними происходит простое и высокоэффективное преобразование электрической энергии в тепловую энергию.

Зазор между токопроводами плотно заполняется твердым или гибким диэлектриком с термостойкостью, соответствующей температурному режиму работы коаксиальных нагревательных элементов и коаксиальных нагревательных кабелей от нескольких десятков до нескольких сотен градусов Цельсия. Максимальные плотности тока и электромагнитного поля концентрируются в весьма узком слое на внутренней поверхности наружного токопровода, а максимальные плотности тока и электромагнитного поля внутреннего токопровода концентрируются в весьма узком слое на его наружной поверхности. Вследствие этого активное сопротивление токопровода по опытным данным увеличивается от нескольких раз до нескольких десятков раз. Уменьшение величины диэлектрического зазора между проводниками коаксиальных нагревательных элементов и

кабелей повышает их активное сопротивление и, наоборот, увеличение этого зазора снижает величину их активного сопротивления и, соответственно, приводит к изменению других электрических и теплотехнических параметров.

Под влиянием эффекта близости и скин-эффекта повышается плотность тока, ток протекает на внешней поверхности внутреннего токопровода и возвращается через соединение в концевой заделке по внутренней поверхности наружного токопровода. На внешней поверхности наружного токопровода потенциал не превышает 0,001 доли от величины подаваемого на коаксиальные нагревательные элементы и коаксиальные нагревательные кабели напряжения, тем самым значительно повышается безопасность их эксплуатации в любых помещениях, в том числе и помещениях с повышенной категорией опасности.

Успешное применение тепловых установок и систем на базе коаксиальных нагревательных элементов и коаксиальных нагревательных кабелей даёт возможность во многих случаях заменить электронагревательные устройства, использующие преобразование электрической энергии в «джоулево тепло» обычным способом со спиралями из нихромовой проволоки и т.п.

Компания ООО «КОТЕРМ» располагает двадцатью двумя тепловыми установками и системами с коаксиальными нагревательными элементами и кабелями для твердых, жидких и газообразных сред. Ниже рассмотрены некоторые из них.

Коаксиальная греющая основа тепловой установки и системы «Матрица» COTHERM

«Матрица» предназначается для городского хозяйства, в котором приобретают проблемы зимней эксплуатации зданий, дорог, лестничных переходов, безбарьерных зон для маломобильных граждан и т.п. для промышленности, энергетики, строительства, сельского хозяйства и в бытовой сфере.

Если широкому внедрению обычных (резистивных, саморегулирующихся и пр.), препятствуют ниже указанные недостатки: низкий КПД; потребность в значительной мощности для их питания; большой удельный расход энергии; высокая стоимость электронагревательных кабелей, достигающая 10-20 $ за метр погонный; недостаточная долговечность, то их нет у коаксиальных систем.

В основу «Матрицы» COTHERM заложены коаксиальные нагревательные кабели-100 или -300, в которых использованы два эффекта – эффект близости и скин-эффект позволяют повысить эффективность преобразования электрической энергии в тепловую, сократить более чем в три раза потребляемую мощность и удельный расход электроэнергии, и снизить до двух раз стоимость капитальных и эксплуатационных затрат на 1м^2 обогреваемой площади. «Матрица» COTHERM могут быть успешно использованы для:

- основного и вспомогательного обогрева зданий и сооружений (тип «тёплый пол cotherm»);
- комплексов систем антиобледенения зданий против образования сосулек, льда и снега на карнизах, желобах, водостоках, обледенения опасных уклонов автодорог, автостоянок, авиационных и взлетно-посадочных полос, газонов стадионов, городских безбарьерных зон для маломобильных граждан и т.п.;
- обогрева тепличных сооружений, лестничных переходов, полов животноводческих ферм и др.
- защитного обогрева от промерзаний промышленных трубопроводов (нефтепроводов, газопроводов, водопроводов и т.п.).

Падение напряжение на оголенной части кабеля практически отсутствует или может составить 0,001 доли от $U_{ном.}$ питающей сети, т.е. совершенно безопасно для людей и животных. В коаксиальных нагревательные кабелях-100 и -300 под наружной диэлектрической оболочкой имеется стальная оплетка, служащая одновременно как защитой от механических повреждений, так и для выполнения защитного заземления, что упрощает строительно-монтажные и пуско-наладочные работы и повышает безопасность эксплуатации.

При проектировании используются новейшие схемы электропитания, управления и автоматизации поддержания заданного режима работы «Матрицы», что повышает ее надежность, долговечность и безопасность как в электрическом, так и в пожарном и экологическом отношениях.

На рис. 1 представлена матрица КОТЕРМ-2М .

На рис. 2 приводится фрагмент монтажа матрицы комплекса систем антиобледенения для автостоянки на 2000 автомобилей на кровле 6 этажа здания Всемирной выставки «Крокус-Экспо» в Москве.

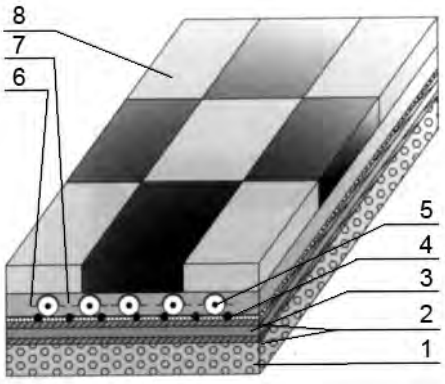


Рис. 1. Матрица КОТЕРМ-2М. 1 — подготовленная для укладки «Матрицы» поверхность (перекрытие, стяжка, дорожное покрытие и т.п.); 2 — отражатель, хорошо теплоотражающий двухсторонний материал (алюминиевая фольга и т.п.); 3 — слой эластичной теплоизоляции; 4 — каркас из металлической или пластиковой сетки; 5 — нагревательные секции коаксиального нагревательного кабеля коаксиальные нагревательные кабели; 6 — элементы крепления коаксиальные нагревательные кабели к сетке; 7 — стяжка из морозо-термостойкого эластичного вяжущего материала; 8 — рабочая греющая поверхность, например, полы из керамических плиток, асфальтобетонная стяжка, грунт газона спортивных сооружений, растительный грунт теплиц, оранжерей и т.п.



Рис. 2

Таблица 1

Показатели	Ед. измерения	КОТЕРМ	Аналоги
Удельная мощность нагревательного кабеля	Вт/м	8-11	20-30
Температура кабеля	°С	38-63	12-37
Напряжение сети	В	380/220	220
Частота сети	Гц	50/60	50
Установленная мощность	Вт/м²·°С	2,66	18,5
Удельный расход эл/энергии	кВтч/м²·°С	0,16	1,1
КПД	%	94-96	31-35
cos φ		0,95-0,99	0,6-0,8
Срок службы	Лет	15-18	3-5
Окупаемость	Лет	1,5	7
Габариты, толщина «Матрицы»	мм	35	30
Масса	Кг/м²	2,7	3,1

В таблице 1 приведены технические данные для зимних условий, г. Москва (кровли, безбарьерные зоны, теплицы и т.п.)

Универсальный комплекс систем против обледенения, протечек кровель и затоплений подвалов зданий и сооружений комплекс систем антиобледенения «Сокол» COTHERM

Комплекс предназначен для зимнего содержания зданий и сооружений, а именно, против обледенения, протечек, затоплений зданий и сооружений.

Комплекс позволяет:

- исключить обледенение всех водоотводящих путей здания (желобов, лотков, труб, выпусков и т.д.) и замерзание талой воды на отмостках и тротуарах;
- исключить протечки, проливы на кровле, попадание воды в технические подвалы зданий и сооружений;
- эффективно решить проблему отвода талых вод зимой и дождевых летом с использованием обогреваемых дренажных шурфов, труб, спускных каналов, исключая повторные зачистки ото льда и механические разрушения тротуаров.

Комплекс систем антиобледенения «СОКОЛ» *COTHERM* имеет автоматическое управление процессом таяния наледи и снега на базе микропроцессора по показаниям датчиков температуры, воды и осадков на рабочей поверхности.

На рис. 3–5 видны проблемы при содержании зданий и сооружений, в зимних условиях эксплуатации в связи с обледенением кровельных конструкций водоотводных путей (желоба, лотки, водосточные трубы и пр.), в то время как для ликвидаций указанных проблем городские власти используют большое количество людей, ведущих очистку кровель, водоотводов и отмосток от льда и снега. Виден плохо организованный водосток с заливом подвальной части здания в летнее время. В этом месте неизбежен залив и талыми водами.

На рис. 6 видно стихийное «ледяное бедствие» и его ликвидация ручным способом.

На рис. 7 представлена конструкция комплекса систем антиобледенения «Сокол-3м» жилого дома на капельнике.

На рис. 8 показаны монтаж изоляции и укладка сетки для нагревательного кабеля на жилом доме.



Рис. 4



Рис. 5



Рис. 3



Рис. 6

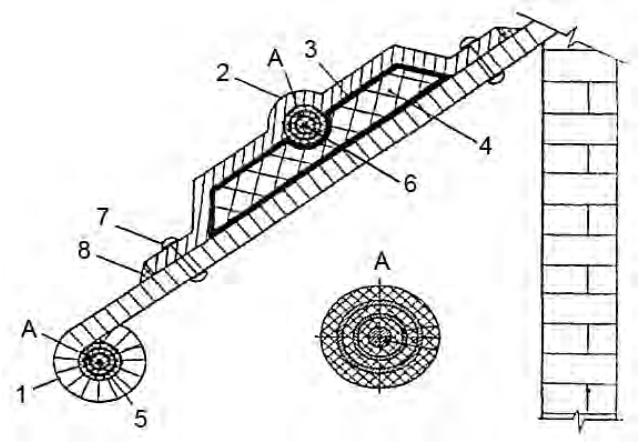


Рис. 7. Конструкция комплекса систем антиобледенения «Сокол-3м» жилого дома на капельнике. 1 — кровельный свис здания; 2 — коробчатый профиль из кровельного железа; 3 — тепловой отражатель (фольга алюний); 4 — высокоэффективная теплоизоляция (пенофол); 5, 6 — нагревательная секция коаксиальных нагревательных кабелей; 7 — герметичное заклепочное соединение



Рис. 8

На рис. 9 представлен готовый участок водосборных желобов, лотка, греющего конуса, в водосборной воронке водосточной трубы комплекса систем антиобледенения «Сокол-3м» со снегосдерживанием с помощью поперечной скату волнообразной греющей поверхности.



Рис. 9

На рис. 10 и 11 показан участок готовой кровли до включения комплекса систем антиобледенения административного здания ОАО «Зарубежатомэнергострой», г. Москва, и тот же участок после включения комплекса систем антиобледенения.

В табл. 2 приведены технические данные систем антиобледенения «Сокол-3м» по 5-этажному 4-подъездному жилому зданию с периметром кровли 178 метров.

Рис. 10





Рис. 11

Таблица 2

№	Параметры	Комплекс систем антиобледенения COTHERM	Аналоги
1	Длина периметра дома, м	178	178
2	Уд. мощность нагревательного кабеля, Вт/м	1,6-6,1	20-30
3	Установленная мощность всей системы, кВт	8,8	29,4
4	КПД кабельной основы	0,96-0,99	0,31-0,33
5	Минимальная мощность, кВт	0,5	0,9
6	Номинальная мощность, кВт	4,1	14,5
7	Максимальная мощность, кВт	8,8	29
8	Напряжение сети, В; частота сети, Гц	380/220/50	380/220/50
9	Срок службы, лет	18-25	5-7
10	Срок окупаемости, лет	0.4	6

Универсальный комплекс систем для разупрочнения мерзлоты «Ледокол» COTHERM

С разработкой мерзлых грунтов (мерзлоты) приходиться заниматься на разных этапах строительства и эксплуатации самых различных подземных коммуникаций; дорожных, специальных, оборонительных и т.п. сооружениях. В настоящее время самый распространенный способ ведения земляных работ в зимних условиях – предварительное рыхление промерзшего слоя специальными машинами с последующей разработкой грунта экскаватором или бульдозером, характеризующийся большими затратами усилий.

Новый комплекс «Ледокол» свободен от недостатков, что достигается за счет инновационной технологии COTHERM на основе применения коаксиальных нагревательных элементов и коаксиальных нагревательных кабелей.

Физико-механические свойства мерзлых грунтов резко отличаются от грунтов в талом состоянии, например, абразивность мерзлоты в 70-200 раз больше, чем у талого грунта.

Использование электричества для разупрочнения мерзлоты было известно давно: электродный метод, короба с нихромовыми спиралями на керамических бусах, электроТЭНы, электроиглы недостатки:

низкая электрическая, пожарная и экологическая безопасность, недолговечность, ненадежность, чрезвычайно низкий КПД; переполнение пригородных свалок, механическое повреждение гидротеплоэлектроизоляции и др., приводящие впоследствии к авариям. В то же время Правилами ПУЭ, ПТ и ПТБ, СНиП и законами РФ устанавливается строгая ответственность за повреждение подземных коммуникаций.

Все оборудование скомплектовано, удобно к оперативной переброске с объекта на объект для высокоэффективной и безопасной эксплуатации в любых построечных условиях.

На рис. 12 представлена схема коаксиального нагревательного элемента с жесткими токопроводами для мерзлоты.

На рис. 13 приводится фрагмент работающего комплекса «Ледокол» на одной из строек г. Москвы «Чертаново» по разупрочнению мерзлоты на траншее шириной 4 м, длиной 250 м, глубиной 3 м, под укладку водопроводных труб Ø325 мм.

В табл. 3 приведены технические данные системы разупрочнения мерзлоты.

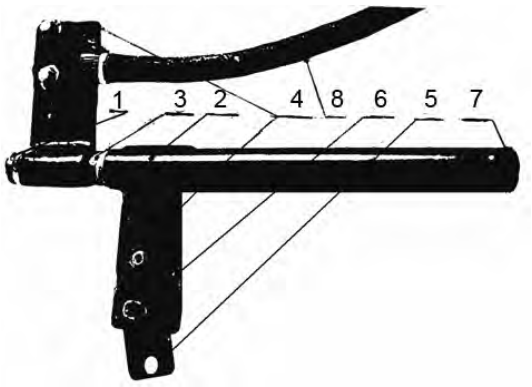


Рис. 12. Схема коаксиального нагревательного элемента с жесткими токопроводами для мерзлоты. 1 — внутренний токопровод; 2 — внешний токопровод; 3 — термостойкая диэлект-рическая изоляция; 4 — контактные клеммы; 5 — клеммы накладки; 6 — болты; 7 — сварной шов, соединяющий внутренний и внешний токопроводы; 8 — кабель питания

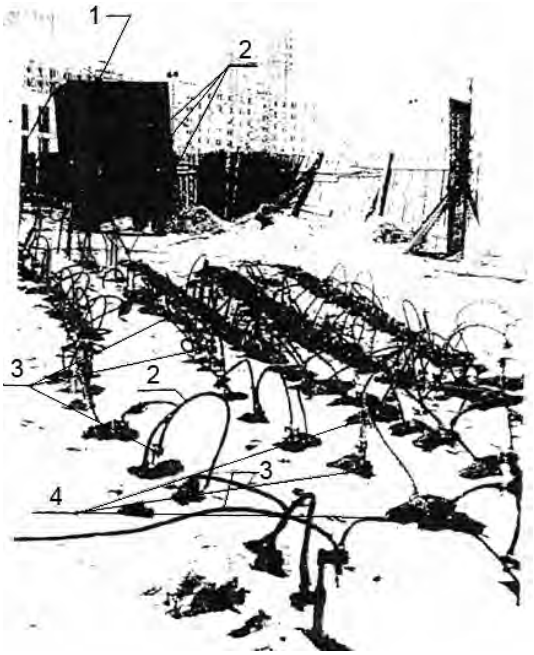


Рис. 13. Фрагмент работающего комплекса «Ледокол». 1 — передвижной блок электропитания (МАТП-2У); 2 — соединительные электрические кабели; 3 1 коаксиальные нагревательные элементы; 4 — наружные зоны оттаивания мерзлоты

Таблица 3

№	Параметры	Ед. изм.	«Ледокол»	Аналоги
1	Удельная мощность	Вт/м	280-530	1000-1250
2	Удельный расход эл/энергии	кВтч/м^3	11,8	39,9
3	Рабочая мощность	кВт	63	112
4	Напряжение сети	В	380/49-121	380/220
5	Напряжения питания элементов	В	2-8	220
6	Частота	Гц	50	50
7	Мощность элемента	Вт	400-810	1250-2500
8	Число элементов в комплексе	Шт.	168	45
9	Производительность	м^3/час	5-8	2-3
10	Срок службы	Лет	15-18	1-2
11	Окупаемость	Лет	1-1,5	3-5
12	Габариты элемента	Диаметр, мм Длина, м	32-38 1-2,5	20-30 1-2
13	Вес элемента	Кг	5-12	3-8

Универсальные электроводонагреватели «Малыш» и «Вулкан» COTHERM

Электроводонагреватели COTHERM предназначены для нагрева воды для технологических и санитарно-технических нужд, таких как автономные источники тепла и горячей воды, а также дополнительные источники для горячего водоснабжения и отопления для помещений объемом до 3000 м^3.

На рис. 14 представлена схема коаксиальных нагревательных элементов электроводонагревателей «Малыш», «Вулкан» и др.

На рис. 15 и 16 представлены электроводогареватели «Малыш-2у» и «Вулкан-3м».

Преимущества электроводонагревателей COTHERM:

- Низкая себестоимость получения горячей воды;
- Снижение затрат по монтажу и привязке к помещению;
- Автономность теплоснабжения и отказ от дорогостоящих тепловых сетей;
- Значительное снижение удельного расхода электроэнергии (до 3-4 раз) по сравнению с аналогами;
- Гарантия электрической, пожарной и экологической безопасности;
- Возможность работы в непрерывном режиме в проточной системе и в автономном режиме – в замкнутой системе обогрева;
- Совместимость с другими системами обогрева.

В табл. 4 приведены данные по электроводонагревателям.

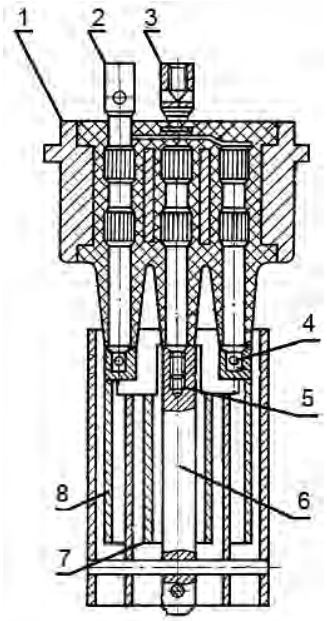


Рис. 14. Схема коаксиальных нагревательных элементов электроводонагревателей «Малыш», «Вулкан» и др. 1 – проходной изолятор; 2 – фазная шпилька; 3 – нулевая шпилька; 4 – конусно-штифтовое соединение; 5 – конусно-резьбовое соединение; 6 – узел экрана; 7 – токопровод первой ступени; 8 – токопровод второй ступени

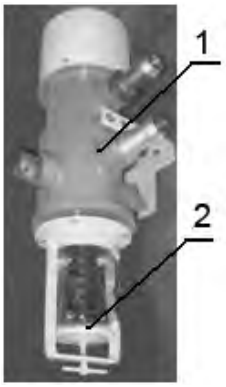


Рис. 15. Электроводогареватель «Малыш-2у». 1 – электроводонагреватель без пульта управления (в сборе); 2 – защитное устройство «Универсал-4у»

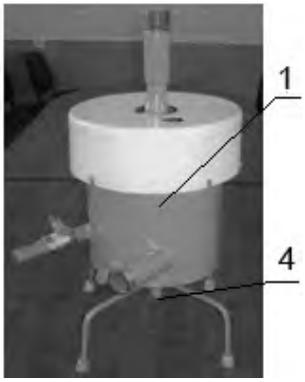


Рис. 16. Электроводогареватель «Вулкан-3м».1 – электроводонагреватель без пульта управления; 2 – пробка слива шламоотстоя

Таблица 4

№	Показатели	Ед. изм.	Малыш	Аналоги	Вулкан	Аналоги
1	Номинальная мощность	кВт	3	3	40	99
2	Значения мощности по ступеням регулирования	кВт	1,3 - 1,7 - 3	1 - 2 - 3	17 - 23 - 40	30 - 69 - 99
3	Напряжение	В	1х220	1х220	3х380	3х380
4	Частота	Гц	50	50	50	50
5	Производительность	л/час	33-95	10-21	530-1100	250-820
6	Удельный расход мощности	Вт/л °С	0,79	2,12	0,73	2,55
7	КПД		0,94 – 0,96	0,31 – 0,38	0,93 – 0,96	0,3 – 0,31
8	Cos φ		0,95	0,8	0,91	0,8
9	Диапазон регулирования температуры воздуха в отапливаемом помещении	°С	От +5 до +30			
10	Максимальная температура воды ГОСТ 2834	°С	От +35 до +80			
11	Максимальный объем отапливаемого помещения	м^3	63	25	3100	2100
12	Габаритные размеры	мм	130х130х250	288х185х560	450х350х350	1035х570х280
13	Масса	кг	7	8	36	60

Коаксиальные электровоздухонагреватели «Универсал» и «Тайфун» COTHERM

Эффективность этих устройств достигается с помощью специально разработанных для нагрева воздуха конструкций коаксиальных нагревательных элементов, выполненных по принципу скин-эффект и эффект близости.

С целью выравнивания температуры на рабочих поверхностях многократного повышения их теплоотдачи и сокращения аэродинамического сопротивления воздушным потокам наружный токопровод имеет секционное, продольно-винтовое оребрение, а полость внутреннего токопровода снабжена продольно-винтовым секционным крестообразным оребрением.

На рис. 17 представлено поперечное сечение коаксиального нагревательного элемента в электровоздухонагревателях типа «Универсал» и «Тайфун».

В табл. 5 приведены варианты для электровоздухонагревателей «Универсал-3м» (для сушки помещений) и «Тайфун» (для работы на открытом пространстве специальных стройобъектов, например, снятия обледенения и обогрева арматурной сетки перед бетонированием).

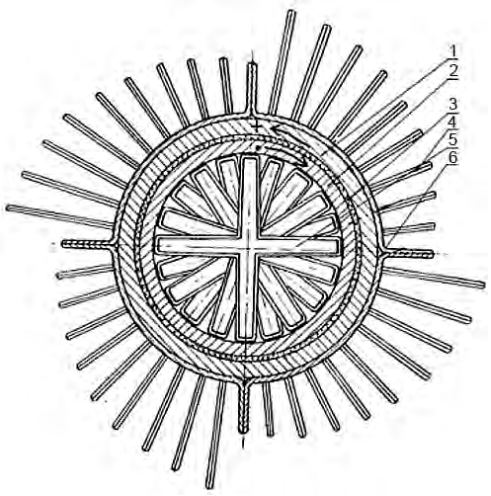


Рис. 17. поперечное сечение коаксиального нагревательного элемента в электровоздухонагревателях типа «Универсал» и «Тайфун». 1 – внешний токопровод; 2 – внутренний токопровод; 3 – термостойкая диэлектрическая изоляция; 4 – секция продольно-винтового оребрения наружного токопровода; 5 – секция крестооб-разного продольного винтового внутреннего оребрения; 6 – места контактной сварки

Таблица 5

№	Параметры	Ед. изм.	Универсал	Аналог	Тайфун	Аналог
1	2	3	4	5	6	7
1	Номинальная мощность	кВт	13	16	63	162
2	Напряжение	В	220/6-12	220	380/49-121	380
3	Частота	Гц	50	50	50	50
4	Напряжение питания нагревательных элементов	В	6-12	220	6-12	220
5	Производительность по горячему воздуху	$м^3$/час	1500	1500	9000	7500
6	Удельный расход эл/энергии	Вт/$м^3$ °С	0,019	0,027	0,18	0,58
7	КПД		0,92-0,93	0,31-0,37	0,91-0,93	0,33-0,37
8	Cos φ		0,91-0,93	0,6-0,8	0,92-0,93	0,6-0,8
9	Диапазон регулировки температуры воздуха		12 Ступеней	3 Ступени	6 Ступеней	3 Ступени
10	Способ выдачи горячего воздуха		С сосредоточенным выпуском	Рассеяно или трубная подача	С сосредоточенным выпуском	Рассеяно или трубная подача
11	Габариты	Мм	2100x450x650	1250x720x615	2100x650x710	1900x1145x1435
12	Удельная масса	Вт/кг	108,3	200,0	97,7	623,1
13	Мобильность		Передвижной	Переносной	Передвижной	Станционный
14	Срок службы	Лет	15-17	2-5	15-19	2-3
15	Окупаемость	Лет	1-2	3-4	1,5-2	5-8

Авторский указатель

Айдемиров О.А. 192
Акимов Е.М. 668, 707
Аксёнов В.И. 602
Аксиненко С.П. 518
Александров А.Е. 338
Александров Н.Г. 282
Алиев Т.Н. 212
Амелин А.М. 464, 477
Амелина М.Е. 645
Антипов С.И. 121, 174
Аржаев А.И. 562, 593
Аркадов Г.В. 192
Аркадов Г.В. 366
Арсентьев С.В. 645
Артамонова Т.А. 504
Арутюнян А.Х. 564
Асмолов В.Г. 15
Афанасьев В.А. 229
Аширметов М.Р. 615
Ашурко Ю.М. 266

Бай В.Ф. 602
Балушкин Е.В. 448
Бараненко В.И. 366
Баранов С.В. 469
Баринов А.Ю. 417
Батарев Е.С. 272
Безлепкин В.В. 602
Белоус В.Н. 220, 274, 444
Беркович В.Я. 84, 602
Беспалов В.Н. 454, 459
Билей Д.В. 76
Благовещенский А.Я. 602
Блохин В.Н. 562
Богачек Л.Н. 602
Богомолов И.Н. 564
Болдырев В.М. 679
Бор С.М. 602
Бородин Р.В. 496
Бубнов А.Г. 288
Будаев М.А. 189
Бударин А.А. 319
Бунак И.В. 516, 526
Бунин В.М. 459
Бунто П.А. 508
Бурлаков Е.В 108, 164, 260, 282
Бурцев А.Ю. 212
Буторин С.Л. 562, 593
Быстриков А.А. 282
Бычков С.А. 234

Василевский В.П. 243
Васильев Б.А. 313, 618
Васильченко И.Н. 195
Ватагин М.Ю. 536
Вацлав Урбанек 648
Вельчинский В.И. 676
Виленский О.Ю. 313
Вицек П. 653
Власенко Н.И. 481, 636
Водолажский А.С. 406
Волков В.С. 459
Вологдин А.А. 556
Волокитин А.П. 438, 442
Вопилкин А.Х. 333
Воронков И.В. 375
Воронкова Л.В. 375
Воронов В.Н. 648
Воронцов В.В. 477
Воршев Д.Н. 295
Выговский С.Б. 602

Галимова Л.А. 324
Ганичев Н.С. 266
Гашенко В.А. 324, 609, 648
Гелбутовский А.Б. 448
Герасимов А.В. 291
Гилетич А.Н. 434
Глаголев А.В. 491
Глинский М.Л. 491
Гомин Е.А. 234
Горбатенко С.П. 648
Горбатых В.П. 684
Горбачева Н.В. 662
Горшков А.Е. 431
Горюшин И.О. 212
Григорович С.М. 220, 274, 444
Грикуров А.В. 516
Гринев И.Е. 448
Громов В.А. 491
Губа С.В. 310
Гулина О.М. 366
Гунин Л.П. 557
Гуревич М.И. 234
Гуринович В.Д. 301
Гуськов В.Д. 464, 477
Гуцев Д.Ф. 327, 333

Давиденко Н.Н. 459, 602
Давыдова Г.Б. 225
Даничева И.А. 278

Дворников П.А. 319
Дебес М. 69
Дементьев В.Н. 295, 301
Демидова Л.Н. 512
Дерий В.П. 564
Дмитриева И.А. 246, 253, 260
Добротворский А.Н. 571, 579
Долганов С.В. 282
Доронин А.В. 394
Дорофеев А.Н. 469
Драгунов Ю.Г. 108, 164, 602
Дроздов С.В. 605
Дружинин В.Е. 234
Дрягин Д.О. 229
Дуб А.В. 132, 183
Дулькин А.Б. 439

Евдокимов И.А. 212, 215
Европин С.В. 220, 274, 376, 444
Евсеев В.И. 618
Егоров А.Ф. 520
Егорова Г.Е. 459, 474
Елхин М.А. 288
Емельянова А.Д. 588
Ерак Д.Ю. 342
Ершов В.Н. 615
Ершов Г.А. 615

Жабин С.А. 560
Ждярек Дж. 653
Желонкин Д.В. 272
Жемчугов В.Г. 282
Житарев В.Е. 241
Жмурин В.Г. 266
Жукавин А.П. 202
Журбенко А.В. 189
Журко Д.А. 342

Загорулько Ю.И. 266
Зайцев П.А. 431
Зборовский В.Г. 212, 215
Звонарев Ю.А. 189
Зинаков Д.Л. 234
Зубченко А.С. 327
Зыков А.С. 641-а

Ибрагимов Р.Л. 459
Иванов А.В. 246, 253, 260
Иванов А.Д. 220
Иванов А.И. 562
Иванов Е.А. 486
Иванов И.Е. 234
Иванов Н.А. 215
Иванов С.О. 684
Игнатьев Н.А. 602

Казанцев А.Г. 327
Казновский А.П 588
Казновский П.С. 586, 588
Калинкин А.А. 542
Калугин М.А. 234
Калязин Н.Н. 469
Калякин Д.С. 596
Камаев А.А. 266
Каманин Ю.Л. 313
Канашов Б.А. 469
Канышев М.Ю. 564, 602
Канюкова В.Д. 212
Капацкая И.А. 202
Карась В.А. 282, 306
Караулов А.А. 391
Карзов Г.П. 126, 179
Касьянов К.Г. 588
Катруш С.Ф. 459
Катунина О.В. 496
Качанов В.М. 241
Каширин В.И. 229
Кащеев М.В. 266
Кириченко А.М. 642
Киселёв В.А. 376
Ковалев С.М. 282
Ковтун С.Н. 319
Козлов В.Е. 310
Колупаев Д.Н. 469
Комков П.М. 434
Конович М.Н. 602
Кононенко А.И. 386, 401
Коноплев Д.В. 195
Константинов С.С. 545
Корнеев А.Е. 220
Корниенко А.Г. 676
Коробейников В.В. 520
Коротков Г.В. 464, 477
Костицин А.Р. 417
Косых В.С. 496
Кочетков О.А. 486
Кочкин В.Н. 342
Краюшкин А.В. 225, 227, 260
Кувшинников А.В. 662
Кудрявцев Е.Г. 469
Кудрявцев К.Г. 282
Кузавков Н.Г. 618
Кузин Ю.С. 556
Кузнецов В.П. 622
Куманина В.Э. 609
Курганов Д.В. 324
Курдин М.Е. 333
Кухтевич В.О. 602
Кушманов С.А. 195

Лавренов В.С. 282
Липар М. 44
Лиханский В.В. 212, 215
Лобков Ю.М. 459
Лобов А.Г. 459
Ловчев В.Н. 327, 333
Ложников И.Н. 469
Лужнов А.М. 417
Лузанова Л.М. 189

Лукьянов Д.А. 319
Лунев Д.В. 698
Лысов Д.А. 234

Маканина С.Н. 526
Макаров В.И. 622
Макеев Г.А. 622
Максимов О.Б. 372
Малёнкин Д.А. 417
Малофеев В.М. 278
Масленников А.В. 243
Мастеров А.В. 459
Маханев В.О. 562, 593
Медведев В.С. 195
Мещеринов С.С. 591
Мильто Н.В. 206
Мирошник Ю.М. 417
Мирошниченко А.И. 542
Митюков В.Н. 602
Михальцов А.В. 272
Молчанов А.В. 602
Молчанов А.С. 645
Молчанов В.Л. 35
Морозов А.В. 596
Мохов В.А. 602
Муравьев Е.В. 609, 648
Нафталь М.М. 366, 628

Нарабаяси Тадаши 50, 141
Недельченко А.А. 676
Нетяга Н.Н. 531
Никишкина И.Н. 513
Николаев В.Г. 683
Николаев С.А. 459, 474
Новиков В.Г. 227
Нодель А.Л. 605
Носов Ю.В. 438

Озеров К.И. 272
Орлов В.И. 192
Орыщенко А.С. 126, 179
Осипов С.Л. 618
Отченашев Г.Д. 648

Павелко В.И. 319
Павлович А.А. 593
Пасманик Л.А. 562, 593
Перегуда В.И. 282, 508
Петров А.А. 108, 164, 246, 253, 260, 282, 444
Петров В.В. 229, 372
Петрунин В.В. 117, 169
Петухов В.Г. 691
Пиминов В.А. 333
Плеханов Р.В. 234
Подлатов М.А. 562, 593
Пологих Б.Г. 622
Пономарев А.Н. 477
Поплавская Е.В. 520
Поройков В.С. 668, 670
Потапов В.В. 366
Преловский А.Р. 609, 648
Просвирнов А.А. 366, 628
Пугач А.В. 442
Пуцев Д.И. 434
Пылёв С.С. 189

Разыграев А.Н. 562, 593
Разыграев Н.П. 562, 593
Ратников Д.А. 386
Рачков В.Л. 556
Ремизов О.В. 596
Рождественский М.И. 243
Романичев М.К. 417
Рончинский А.Б. 632
Рослов Г.И. 246, 253, 260
Русских И.М. 504
Рябинин Ю.А. 192
Рясный С.И. 586

Сааков Э.С. 556, 564
Савченков В.П. 504
Савченкова Г.А. 504
Салмин А.Н. 295
Самойлов Б.С. 295
Самокрутов А.А. 356
Сараев О.М. 102
Сарылов В.Н. 406, 411
Сарылов О.В. 406, 411
Саунин Ю.В. 571, 579
Свириденко И.И. 481, 636
Северинов Д.В. 246, 253, 260
Селезнев Е.Н. 504
Семенихин А.В. 571, 579
Семёновых А.С. 196
Сергевнин А.Ю. 241
Сердюк А.В. 318
Серебряков Б.Е. 486
Сидоренко В.А. 29, 137
Ситишев В.А. 591
Слабоус Р.В. 386, 401
Славинский К.А. 202
Смирнов В.П. 469
Смирнягин А.В. 602
Снигарьков Е.А. 699
Соболев А.Н. 542
Соколов И.В. 417
Соловьев М.Ю. 396
Сомов И.Е. 459, 474
Сорокин А.А. 212, 215
Сорокина М.С. 526
Стебенев Н.А. 542
Степанчук Г.Н. 396
Стефаницкая Л.О. 417
Стратил В. 653
Стрикер Л. 41
Сулимина Е. 691

Ташлыков О.Л. 504
Терёхин Ю.К. 701, 703
Типоченков Е.Т. 459, 474

Тихонов Д.С. 333
Тихоновский В.Л. 508
Тишкин Ю.А. 225, 227
Ткачук С.А. 295
Томилин А.В. 434
Трошев А.В. 448
Тухветов Ф.Т. 272

Углов А.Л. 364
Ухаров С.Г. 243

Федоров А.Н. 272
Федоров И.В. 202
Федоровский А.Ю. 202
Федосов А.М. 227, 260
Федосов В.Г. 229
Федосовский М.Е. 282
Фесенко Г.А. 520
Фианцев В.С. 295
Филиппова Ю.Ю. 454
Фоломеев В.В. 500
Фомин М.Н. 551
Фомина Ю.Б. 542
Фукс Р.Л. 202

Хаванов В.А. 310
Хандамиров Ю.Э. 444
Хаперская А.В. 469
Харахнин С.Н. 282
Харченко С.А. 327
Хвалько А.А. 114
Хлопкин Н.С. 622
Хлыбов А.А. 364
Хмелев А.А. 295
Ходаков В.Д. 306
Ходаков Д.В. 306
Ходасевич К.Б. 477
Хорев В.Н. 310
Хохряков А.В. 386
Хочанский М.Д. 427
Хренников Н.Н. 278

Циканин А.Г. 401

Черемисин П.И. 448
Черепнин Ю.С. 246, 253, 260
Черников О.Г. 282
Чернов В.А. 459, 474
Чикунов В.К. 241
Чугунов О.К. 93, 156
Чуйко Д.В. 508

Шапошников В.А. 508
Шевалдыкин В.Г. 356
Шевелев Д.В. 481, 636
Шевцов И.А. 272
Шепелев С.Ф. 618
Шестаков Н.Б. 564
Шестаков Ю.М. 196, 454
Шмаков Л.В. 282
Шохонов В.П. 431
Штромбах Я.И. 93, 156
Шуварин Д.В. 324
Шумский Б.Е. 602
Шутиков А.В. 60, 153

Щеклеин С.Е. 504
Щелик С.В. 591
Щербинский В.Г. 348
Щугорев А.В. 588

Юрманов В.А. 220, 274, 376, 444
Юрманов Е.В. 220, 274, 444

Яненко Ю.Е. 459
Янченко Г.А. 713
Янченко Ю.А. 295, 301

Olkonen I. 656
Reponen H. 656

Подготовка оригинал-макета осуществлена в Открытом акционерном обществе «Электрогорский научно-исследовательский центр по безопасности атомных электростанций» (ОАО «ЭНИЦ»)

142530, г. Электрогорск Московской обл., ул. Св. Константина, 6