

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

**Седьмая международная
научно-техническая конференция**

**«БЕЗОПАСНОСТЬ,
ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭКОНОМИКА
АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ»**

**ПЛЕНАРНЫЕ И СЕКЦИОННЫЕ
ДОКЛАДЫ**

Москва, 26–27 мая 2010 г.

В период с 26 по 27 мая 2010 года в Москве проведена Седьмая Международная научно-техническая конференция ОАО «Концерн Росэнергоатом» на тему «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» (МНТК-2010, www.reamntk.ru).

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

Всего на конференции работали 4 секции по 11 тематическим направлениям. В конференции участвовало 650 представителей атомных станций, центрального аппарата ОАО «Концерн Росэнергоатом», Госкорпорации «Росатом», ведущих проектных и научных организаций России, включая 45 делегатов из 14 стран дальнего и ближнего зарубежья.

Была организована работа выставки, на которой были представлены экспонаты и стенды 20 организаций и предприятий отрасли.

На конференции открыла работу новая секция «Традиции и опыт ветеранов — молодым».

*Материалы сборника конференции представлены
в авторской редакции*

СОДЕРЖАНИЕ

Пленарные доклады

Облик АЭС с легководными энергетическими реакторами следующего поколения. Асмолов В.Г., Семченков Ю.М., Сидоренко В.А.	7
Разработка новых видов топлива и конструкционных материалов для крупномасштабной ядерно-энергетической системы России. Троицкий В.М., Ватулин А.В., Новиков В.В., Шкабура И.А.	14
Анализ текущего состояния и тенденции развития АСУ ТП АЭС с ВВЭР. Аркадов Г.В., Боженков О.Л., Дунаев В.Г.	18
Экономическая политика в условиях реформирования рынка электрической энергии и мощности и реализации инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом». Архангельская А.И.	22
Оценка эффективности конструкторских решений быстрых натриевых реакторов и их развитие в новых проектах. Васильев Б.А.	25
Освоение и опыт эксплуатации АЭС на повышенном уровне мощности. Перспективы дальнейшего повышения мощности до 110%. Шутиков А.В.	28
Безопасность и экономика атомной энергетики Украины. Билей Д.В.	31
Обеспечение радиационной прочности корпусов и внутрикорпусных устройств АЭС с ВВЭР. Карзов Г.П.	32
Разработка технологии отжига корпусов реакторов ВВЭР-1000. Штромбах Я.И.	35
Опыт эксплуатации новых топливных сборок и перспективы развития топливных циклов для АЭС с ВВЭР. Рыжков С.Б., Мохов В.А., Васильченко И.Н., Кушманов С.А., Куракин К.Ю., Медведев В.С.	36
Научно-техническая поддержка эксплуатации АЭС с канальными реакторами. Драгунов Ю.Г., Петров А.А.	42
Повышение эффективности теплообменных аппаратов II контура АЭС. Абдеев А.А., Шамароков А.С.	45

Секция 1. Эксплуатация АЭС

Эксплуатация ВВЭР, РБМК, БН

Комплектные регулируемые электроприводы главных циркуляционных насосов АЭС типа БН. Анишев Е.Ю., Бабушкин С.В.	49
Перспективы использования в ТВС реакторов типа ВВЭР решеток-интенсификаторов тепломассообмена. Кобзарь Л.Л., Семченков Ю.М.	52
Создание компьютерной системы по сопровождению эксплуатации ядерного топлива на энергоблоках ВВЭР-1000. Лиханский В.В., Евдокимов И.А., Сорокин А.А., Канюкова В.Д., Зборовский В.Г., Угрюмов А.В., Рябинин Ю.А., Терещенко А.Б., Кравченко Ю.Н., Горобцов Л.И., Голубев Е.И., Бондаренко А.В.	56
Результаты работ по обоснованию изменений периодичности технического освидетельствования, эксплуатационного контроля, ТОиР и эксплуатационных проверок оборудования РУ энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000. Рыжков С.Б., Мохов В.А., Беркович В.Я., Пиминов В.А., Куприянов В.Е., Емелин А.А.	59
Модернизация проекта, оборудования и систем реакторной установки при повышении мощности АЭС с ВВЭР-1000 выше номинального уровня. Рыжков С.Б., Мохов В.А., Беркович В.Я., Воронков А.В., Мингазов Р.М.	63
Программно-методическое обеспечение для анализа надежности и безопасности ядерных установок при разработке и эксплуатации. Бахметьев А.М., Былов И.А., Смирнов А.С., Думов А.В., Звягин Е.А., Мальцев В.В., Махаев Ю.А., Забегаев В.П., Розенбаум Е.Л.	66

Тепломеханическое оборудование, диагностика, ресурс, модернизация и продление срока службы АЭС

Участие компании «ИБЕРДРОЛА» в реконструкции и модернизации АЭС мира. Суарес Х.	70
--	----

Техническое обслуживание и ремонт, материаловедение и контроль металла

Разработка и внедрение автоматизированной системы планирования работ по эксплуатационному неразрушающему контролю металла на АЭС. Александров А.Е.	73
Разработка методики вихревокового контроля рабочих лопаток турбин АЭС. Самедов Я.Ю., Кутягин В.В.	78
Развитие технологии MSIP с целью предотвращения межкристаллитного коррозионного растрескивания в сварных соединениях аустенитных трубопроводов ДУ300 с РУ РБМК 1000. Филимонцев Ю.Н., Бабкин Л.Б., Бабенко Т.С., Тарасов А.В., Карась В.А.	80
Гамма-дефектоскопы для радиографического и радиометрического контроля промышленных изделий. Хорошев В.Н., Волчков Ю.Е., Декопов А.С., Косицын Е.М., Козин Ю.Н.	81
Исследование облученных образцов-свидетелей с применением технологии реконструкции. Чирко Л.И., Ревка В.Н., Гринченко Г.П., Козлов В.Я., Столовун В.В.	84
Результаты внедрения мероприятий комплексной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом» по проблеме эрозии-коррозии. Ловчев В.Н., Гуцев Д.Ф., Усанов А.И., Прокопенко А.С., Томаров Г.В., Шипков А.А., Шепелев С.В.	88
Внедрение новых технологий при ремонте оборудования АЭС. Аксенов В.И.	92

Совершенствование электротехнического оборудования, систем контроля и управления

Модернизация САРЗ турбин действующих энергоблоков. Подходы и решения.	95
Федосовский М.Е., Алексанин С.А., Дунаев В.И., Григорьев Г.А., Кушбасов А.Н.....	95

Пожарная безопасность АЭС

Проблемные вопросы проектирования противопожарной защиты АЭС. Предложения по их разрешению.	99
Орлов К.Н., Урусов В.В.	99

Обращение с РАО

Обращение с контейнерами с солевым концентратом и контейнерами НЗК на НВАЭС. Пышнограев М.П.	103
Результаты полезного использования гетерогенных жидких радиоактивных отходов.	
Черемискин В.И., Лебедев В.И., Шмаков Л.В., Тишков В.М., Черникин А.В., Черемискин С.В.	104
Перспективы применения нанокавитантов в атомной промышленности. Максимец В.А.....	108

ОЯТ, вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС

Программный комплекс на базе кода DECA для прогнозирования радиотоксичности и запасов активности ОЯТ в обоснование экологической безопасности и эффективности использования ядерного топливного цикла АЭС. Горбачева Н.В., Береснева Н.В., Кулич Н.В.	111
Концепция создания транспортного упаковочного комплекта для безопасного транспортирования	

OTBC реакторов ВВЭР-1000 с увеличенной массой и глубиной выгорания ядерного топлива.	
Барченков И.А., Долбщев С.Ф., Кожаев Л.Н., Матвеев В.З., Моренко А.И., Попов Ш.К., Рябов А.А., Соловьев В.П., Сорокин В.А., Чернышёв А.К.	115

Метод сквозного расчета тепловых процессов УКХ-109 на этапах термостатирования, загрузки, вакуумного осушения и длительного хранения. Беспалов В.Н., Калягин Ю.Е., Федорович Е.Д.....	119
---	-----

Комплекс систем сухого хранения и обращения с отработавшим ядерным топливом с использованием металлобетонных контейнеров на Ленинградской АЭС. Лаврентьев С.А.	123
---	-----

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. Николаев С.А., Сомов И.Е., Чернов В.А., Ибрагимов Р.Л., Николаев А.Н., Волков В.С., Лобов А.Г., Мастеров А.В., Касьян А.Ю., Типоченков Е.Т., Егорова Г.Е., Давиденко Н.Н., Ярославцев Г.Ф., Лебедев В.И., Лобков Ю.М., Беспалов В.Н., Яненко Ю.Е., Катруш С.Ф.	125
--	-----

Установка контроля подkritичности заданных областей БВ ХОЯТ. Сомов И.Е., Николаев С.А., Чернов В.А., Ибрагимов Р.Л., Волков В.С., Лобов А.Г., Мастеров А.В., Касьян А.Ю., Давиденко Н.Н., Ярославцев Г.Ф., Лебедев В.И., Беспалов В.Н.....	129
--	-----

Методика выполнения измерений изотопного состава и остаточного тепловыделения отработавших тепловыделяющих сборок реакторов ВВЭР с помощью установки МКС-01 ВВЭР. Чернов В.А., Сомов И.Е., Николаев С.А., Мастеров А.В., Давиденко Н.Н., Ярославцев Г.Ф., Лебедев В.И., Лобков Ю.М.	132
--	-----

Радиационная безопасность, экология АЭС, противоаварийная готовность

IN SITU гамма-спектрометрические технологии с принципиально новыми возможностями.	
Некоторые результаты исследования содержания естественных и техногенных радионуклидов в грунте.	
Дровников В.В., Егоров М.В., Егоров Н.Ю., Живун В.М., Кадушкин А.В., Коваленко В.В., Жбанников В.В., Маматов А.П.....	136

Автоматизированная система обнаружения течи теплоносителя с применением методов радиационного контроля. Егоров В.А.	140
--	-----

Модернизация систем радиационного контроля АЭС на основе аппаратуры радиационного контроля пятого поколения. Кислов О.В., Никитин П.В., Ртищев Д.Е.....	146
---	-----

Анализ тенденций в развитии системы научно-технической поддержки при проведении учений и тренировок на АЭС. Осипьянц И.А., Бакин Р.И., Панченко С.В., Красноперов С.Н.....	150
--	-----

Методы маршрутной оптимизации радиационно опасных работ. Ташлыков О.Л., Сесекин А.Н., Щекlein С.Е., Ченцов А.Г.	153
--	-----

Экология и устойчивое развитие регионов размещения АЭС на примере Нововоронежской АЭС.	
Арутюнян Р.В., Большов Л.А., Воробьева Л.М., Новиков С.М., Шашина Т.А., Чубирко М.И., Пичужкина Н.М.	156

Состояние и направления развития комплекса RECASS NT для оценки загрязнения окружающей среды аварийными атмосферными выбросами. Косых В.С., Бородин Р.В., Клепикова Н.В., Коломеев М.П.....	159
---	-----

Секция 2. Развитие атомной энергетики

Кипящие корпусные реакторы – инновационный путь развития атомной энергетики.	
Каширин В.И., Малышев А.В., Янчук В.А.	163

Особенности ввода в эксплуатацию I блока АЭС «БУШЕР». Коробов Н.Д., Шираzi M., Гаффари X.....	166
---	-----

Развитие региональной атомной энергетики. Предложения по размещению энергоблоков региональных когенерационных атомных станций (АТЭЦ). Кузнеццов Ю.Н.	169
---	-----

От быстрого бридера к быстрому реактору естественной безопасности. Орлов В.В., Филин А.И., Легуенко С.К.....	172
--	-----

К вопросу утилизации низкопотенциального тепла АЭС в системах дальнего крупномасштабного теплоснабжения на базе теплонасосных установок большой единичной мощности с диоксидом углерода в качестве рабочего тела. <i>Легуенко С.К., Проценко В.П., Калнинь И.М., Пустовалов С.Б.</i>	176
Концепция выбора площадок размещения объектов атомной энергетики и новые технологии. <i>Назаров А.Г., Цуцкин Е.В., Морозов П.А., Лазутин В.А., Волков Ю.В., Пекин В.Н.</i>	179
Принципы разработки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года. <i>Шаров Е.И.</i>	181
Прогнозные оценки топливной составляющей стоимости электроэнергии АЭС на долгосрочную перспективу. <i>Субботин С.А., Стукалов В.А., Алексеев П.Н., Смирнова Л.С., Шаров Е.И., Никишина И.Н., Струева Ю.А.</i>	186
Концепция быстро-теплового паро-водяного энергетического реактора (БТЭР) <i>Шаров Е.И., Полисмаков А.А., Алексеев П.Н., Гришанин Е.И., Фонарев Б.И.</i>	194

Секция 3. Экономика атомной энергетики

Принципы формирования долгосрочных планов. Конкурентоспособность. <i>Виханский Н.И.</i>	202
Создание системы обращения с РАО как бизнес-направление деятельности ОАО «Концерн Росэнергоатом». <i>Ракитская Т.Г.</i>	203
Модель управления ядерными активами компании «ИБЕРДРОЛА». <i>Суарес Х.</i>	206
Управление финансово-экономической деятельностью Балаковской АЭС на базе внедрения SAP ERP в составе корпоративной информационной системы ОАО «Концерн Росэнергоатом». <i>Ульянова М.В.</i>	208

Секция 4. Традиции и опыт ветеранов – молодым

История вопроса. <i>Сараев Ю.П., Акимов Е.М.</i>	212
Основные направления деятельности Международного Союза ветеранов атомной энергетики и промышленности.....	214
Обращение.....	215

Пленарные доклады

ОБЛИК АЭС С ЛЕГКОВОДНЫМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕАКТОРАМИ СЛЕДУЮЩЕГО ПОКОЛЕНИЯ

**Асмолов В.Г., ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Семченков Ю.М., Сидоренко В.А.,
РНЦ «Курчатовский институт»**

Текущей реализацией эволюционного развития в нашей стране технологии корпусного водо-водяного реакторостроения для «большой» атомной энергетики стал проект, получивший обозначение АЭС-2006. Он положен в основу принятой программы строительства атомных электростанций до 2020 года. Выбор параметров и основных характеристик энергоблока и его реакторной установки был подчинен главной целевой установке: максимально использовать опыт и задел серийного сооружения энергоблоков с ВВЭР-1000.

Вносимые в проект АЭС-2006 изменения, включая форсирование мощности и повышение параметров теплоносителя и паросилового цикла, не должны требовать существенных, и тем самым длительных и дорогостоящих, научно-исследовательских и конструкторских работ.

Своебразным обобщающим критерием для формирования технического облика создаваемого энергоблока стала возможность реализовать серийное сооружение начиная с первого блока. Этот концептуальный замысел ограничил максимальную мощность энергоблока уровнем 1200 МВт и вывел за рамки состоявшегося выбора энергоблок с ВВЭР-1500, проект которого к этому моменту был практически завершен, и в основу которого были заложены все основные технические решения, использованные далее в проекте АЭС-2006.

В условиях принятой тактики сооружения головных – серийных энергоблоков АЭС-2006 пришлось отодвинуть на будущее оптимизацию некоторых проектных и конструкторских решений, что создало поле для ближайшей волны модернизаций и усовершенствований проекта.

Поэтому есть основание рассматривать в качестве ближайшей целевой задачи – формирование проекта с условным наименованием АЭС-2006 М (или АЭС-2010, или АЭС-ВВЭР_ТОИ). Несколько его осуществление уйдет за пределы первых четырех энергоблоков на площадках Ново-Воронежская-2 и Ленинградская-2 будет определяться организацией проектирования и завершением необходимых НИОКР, но в любом случае именно в этом исполнении энергоблока с ВВЭР-1200 следует завершить объявленную программу до 2020 года.

Что дальше?

Таким образом можно констатировать, что ближайшая перспектива развития атомной энергетики в России опирается на эволюционное развитие технологии ВВЭР. В направление легководных корпусных реакто-

ров (ЛВР) во всем мире вложено сил, времени и денег больше, чем в любое другое реакторное направление. Накоплен бесценный мировой опыт эксплуатации, имеются проверенные на практике технические, конструкционные, технологические решения, зарекомендовавшие себя как положительно, так и отрицательно. Для ЛВР имеется множество предложений и практических проработок по их дальнейшему совершенствованию. Стало актуальным сформировать образ нового поколения ЛВР, приемлемого для последующего этапа развития атомной энергетики.

Системные исследования перспектив использования энергии деления и потенциала ядерного топлива в мировом энергобалансе указывают на то, что среднесрочная и более отдаленная перспективы атомной энергетики должны ориентироваться на новые цели, которые будут определять задачи развития реакторных технологий.

Формулируемые в последние годы варианты развития атомной энергетики России определяют в качестве центральной задачи формирование оптимальной структуры всего ядерного топливного цикла, что в итоге определит место ядерного топлива в топливно-энергетическом балансе страны.

При этом задачи для атомной энергетики формируются вокруг обеспечения возможности перейти от использования ~1% добываемого природного урана из экономически исчерпаемых запасов к практически полному использованию изотопов урана-238 и тория-232, энергетический ресурс которых на порядки больше, чем у нефти и газа. Для достижения этой цели первоочередной задачей является создание замкнутого ядерного топливного цикла с необходимой для этого промышленной и социальной инфраструктурой. Замыкание топливного цикла требует одновременно продемонстрировать приемлемые решения по окончательному обращению с облученным ядерным топливом и радиоактивными отходами при минимизации угрозы неконтролируемого использования ядерных материалов. В обозримое время центральными задачами инновационного развития реакторов деления определены разработка эффективных бридеров на быстрых нейтронах и повышение эффективности топливоиспользования в реакторах на тепловых нейтронах, как за счет замыкания топливного цикла по плутонию, совершенствования конструкции активной зоны реакторов, так и перехода в дальнейшем на уран-ториевый топливный цикл.

Технология ЛВР (ВВЭР) должна занять логичное место как при «эволюционном», так при «инновационном» ее развитии, и для нее должны быть сформулированы задачи этих вариантов развития.

Наряду с линией инновационного развития бридеров на быстрых нейтронах, получаемых видимое развитие в стратегических ожиданиях российской атомной энергетики за пределами 2020 года, этот временной период

должен рассматриваться как период внедрения нового поколения реакторов на тепловых нейтронах с новыми возможностями, среди них приоритетное место могут занять корпусные легководные реакторы (ЛВР), как носители традиционной технологии и большого опыта.

К сожалению, в концепции федеральной целевой программы «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 и на перспективу до 2020», утвержденной Правительством РФ 23 июля 2009 г. под № 1026-р отсутствует раздел по модернизации ЛВР для условий эффективной работы в замкнутом ядерном топливном цикле.

Намерения сформулировать облик ВВЭР нового поколения проявились в запущенном в обращение термине «Супер-ВВЭР». Обнаружилось различное понимание содержания и сроков реализации энергоисточника, обозначаемого этим термином. Для выработки единого подхода к проблеме по поручению Росэнергоатома в Курчатовском институте вместе с партнерами-разработчиками ВВЭР было предпринято изучение этой целевой задачи, при этом в укрупненном виде для Супер-ВВЭР в проведенном рассмотрении были обозначены три основные цели:

- Более эффективное использование урана и плутония;
- Снижение инвестиционных рисков;
- Повышение термодинамической эффективности.

В рамках реакторов корпусного исполнения с водяным теплоносителем рассматривались следующие направления «инновационного» развития.

- Охлаждение водой докритических параметров с возможностью регулирования спектра нейтронов.
- Использование технологии корпусного реактора, охлаждаемого кипящей водой докритических параметров.
- Использование воды сверхкритического давления в прямоточном одноконтурном исполнении.
- Использование воды сверхкритического давления в двухконтурной реакторной установке.
- Пароводяное охлаждение в докритической области давления реактора с быстрым спектром нейтронов.
- Паровое охлаждение в закритической области давления реактора с быстрым спектром нейтронов.

Сроки реализации замкнутого топливного цикла и внедрения инноваций как в направление быстрых реакторов, так и в направление легководных тепловых, рассматриваются нами в «оптимистическом» по масштабам мощностей и времени внедрения инноваций варианте развития атомной энергетики, который иллюстрируется рисунком, где обозначены различные направления инноваций в реакторных технологиях.

Представленный здесь вариант с нашей точки зрения учитывает тенденции и динамику развития мирового энергетического рынка (и России в том числе) и требует более активного развития реакторных технологий с учетом перспективы.

Опираясь на эти тенденции регулирующим условием для подготовки рассмотренных предложений была ориентировка на возможность практической реализации разработки в период 2020-2025 годы.

Вполне реальна возможность того, что в практическом развитии ядерно-энергетической отрасли меньшие темпы роста мощности парка атомных станций приведут к сдвигу сроков реализации рассмотренной схемы развития, но мы полагаем, что структура развития и целевые задачи сохранятся; реальная жизнь может

корректировать желательные сроки конкретных разработок и уточнять как вклад разных реакторных систем в энерговыработку и топливный баланс, так и конкретное время их внедрения..

Представляется принципиально важным для обеспечения надежности и устойчивости всей ядерно-энергетической системы формирование и сохранение ее технологической многокомпонентности (по крайней мере - двухкомпонентности). В прошедший период развития двумя компонентами являлись ВВЭР и РБМК; в рассматриваемой перспективе параллельно развиваются как минимум две технологии: ЛВР и БР.

Что же предлагается?

1. Улучшенный ВВЭР для работы в замкнутом топливном цикле

За основу проекта берется проект ВВЭР-1200, разрабатываемый в настоящее время в соответствии с федеральной целевой программой (АЭС-2006). Не предполагается стремиться к кардинальному изменению облика проекта относительно проекта ВВЭР АЭС-2006. Планируется дальнейшее эволюционное совершенствование этого проекта как по реакторной установке, так и по топливу, включая переход к замкнутому топливному циклу по мере прояснения возможностей промышленности в реализации идеи замыкания топливного цикла и разработки и внедрения проектов реакторов-наработчиков делящихся изотопов.

Специального рассмотрения и оптимизации требует переходный период от открытого (частично замкнутого по урану через реакторы РБМК) к замкнутому ядерному топливному циклу, когда в развивающейся системе атомной энергетики будет наращиваться доля реакторов на быстрых нейтронах (БР) и продолжится строительство реакторов на базе ВВЭР. Для этого периода необходимо определить оптимальную производительность и технологии предприятия по рефабрикации топлива, глубину выгорания топлива в тепловых и быстрых реакторах, продолжить работу по повышению коэффициента использования мощности (КИУМ) и КПД, снижению сроков строительства, решить вопросы маневрирования (включая общесистемный вариант, когда маневрирование осуществляется неядерными мощностями, и вариант применения аккумулирующих систем), разработать современные проекты АЭС малой и средней мощности. Требуется проведение работ по снижению финансовых рисков.

Общие направления усовершенствования по реакторной установке, топливу и активной зоне:

- возможность работы в открытом топливном цикле с КВ=0.8÷0.85 и расходом природного урана 130÷135 т/ГВт(э) в год за счет использования спектрального регулирования изменения реактивности, использования МОХ топлива, снижения диаметра твэлов, оптимизации глубины выгорания топлива, уменьшения водо-уранового отношения, изменения температуры теплоносителя, минимизации паразитных поглощений нейтронов;
- повышение термического КПД путем оптимизации конструкции парогенератора и повышения параметров пара;
- возможный переход на двухпетлевую компоновку первого контура;
- возможность опционной реализации перспективных топливных циклов с различной направленностью:

максимальная глубина выгорания топлива – до 80 МВт сут/кгU; длительность кампании до 24 мес., повышение КИУМ;

- обеспечение маневренных режимов эксплуатации блока;
- внедрение концепции «нулевого дефекта» тепловыделяющих элементов.

Для осуществления изменения спектра нейтронов в ходе кампании реактора для увеличения энерговыработки возможно применение тепловыделяющих сборок с подвижными вытеснителями, изменяющими водоурановое отношение в активной зоне. В качестве вытеснителя могут использоваться стержни с двуокисью урана при естественном (или отвальном) содержании урана-235. В стержнях-вытеснителях достигается высокий коэффициент воспроизведения – около 2,0. Средний коэффициент воспроизведения для такой «двухцелевой» ТВС составит около 0,81, а коэффициент конверсии – около 0,94.

К моменту готовности всей структуры атомной энергетики к замыканию топливного цикла должен быть разработан оптимальный топливный цикл для работы в системе атомной энергетики с теми типами реакторов, которые к тому времени будут спроектированы, построены и покажут свою работоспособность и надежность.

При рассмотрении задач эволюционного развития в среднесрочной перспективе имеется в виду, что в ближнесрочной перспективе планируется оптимизация и эволюционное усовершенствование (модернизация) технологии ВВЭР как по мощностному ряду, так и по экономической эффективности для сохранения и повышения конкурентоспособности на мировом рынке, включая повышение термического КПД путем оптимизации термодинамического цикла паротурбинной установки и усовершенствования оборудования машзала. Эти работы подразумевается проводить в рамках упомянутого выше проекта АЭС-2010, однако те технические решения, которые не смогут быть реализованы в этом проекте, целесообразно реализовать на этапе разработки Супер-ВВЭР.

Параллельно целесообразно разработать проекты энергоблоков широкого мощностного ряда в диапазоне 200–1800 МВт.эл. Энергоблоки должны допускать свободное размещение по условиям безопасности, и время сооружения энергоблока должно составлять не более 3,5÷4 лет.

При формировании мощностного ряда на базе корпусных легководных реакторов проявились два направления: одно – по линии традиционной конструкции ВВЭР; второе – по линии привлечения опыта и технологии судового реакторостроения. Требования унификации и задачи улучшения экономических показателей изготовления оборудования и сооружения энергоблоков сформировали концепцию «стандартного модуля» или «стандартной петли» зафиксированной мощности как для одной, так и для другой конструктивной схемы. (Прорабатывается 2-х петлевой ВВЭР-600 на базе петли ВВЭР-1200; предлагается компоновка блоков с реакторами ВБЭР от 600 до 200 МВт.э на базе стандартного модуля, обеспечивающего электрическую мощность 100 МВт).

2. Одноконтурный кипящий реактор с быстрорезонансным спектром нейtronов (ВК-М)

В водоохлаждаемых реакторах ужесточение нейтронного спектра и повышение коэффициента вос-

производства может быть достигнуто за счет утеснения решетки твэлов и соответствующего уменьшения водотопливного отношения. Это направление легководной реакторной технологии принято называть реакторами с уменьшенным замедлением нейтронов RMWR (Reduced Moderation Water Reactor).

Наиболее просто уменьшенное замедление нейтронов реализуется в кипящем реакторе, где сокращение количества замедлителя достигается не только за счет утеснения решетки твэлов, но и за счет резкого уменьшения плотности кипящего теплоносителя. Концепция кипящего водоохлаждаемого реактора с тесной решеткой твэлов и повышенным коэффициентом воспроизведения была предложена японскими специалистами. Переход от стандартной квадратной решетки твэлов реакторов BWR к тесной треугольной решетке (расстояние между твэлами ~ 1–1.3 мм), введение торцевых воспроизводящих бланкетов и внутренней аксиальной воспроизводящей прослойки позволило достичь коэффициент воспроизведения, близкий или даже превышающий единицу ($\sim 0.95 \div 1.05$).

Ключевой физической проблемой для быстрых реакторов как с натриевым теплоносителем, так и в еще большей степени с водяным, является обеспечение отрицательного пустотного эффекта реактивности. Для этой цели авторы концепции RMWR так же, как и в натриевых быстрых реакторах, предложили использовать уплощенную активную зону.

Вместо уплощения активной зоны предлагается специальная гетерогенная компоновка, в ней, наряду с тепловыделяющими сборками (размер «под ключ» – 225 мм) с тесной решеткой твэлов (диаметр твэла – 13.5 мм, расстояние между твэлами – 1.3 мм), содержащими уран-плутониевое (МОКС) топливо, имеются ТВС с уран-ториевым топливом ($U_0 + ThO_2$), с малым (~ 1%) начальным содержанием ^{233}U или ^{235}U и увеличенным водотопливным отношением (диаметр твэла – 12.6 мм, расстояние между твэлами – 2.2 мм). Уран-ториевые сборки и обеспечивают отрицательную составляющую эффекта реактивности при обезвоживании активной зоны.

Органы СУЗ в виде поглощающих стержней из карбида бора с обогащением 80% по B_{10} размещаются только в кассетах с уран-ториевым топливом с более мягким нейтронным спектром и, соответственно, с большей эффективностью бора, чем кассеты с МОКС-топливом. В воспроизводящие бланкеты загружается обедненный уран (0.2% ^{235}U).

Изобретения новых тепловых схем для предлагаемого реактора не требуется, т. к. в данной реакторной установке (РУ) используется классическая тепловая схема одноконтурного кипящего реактора с хорошо известными параметрами теплоносителя. КПД современного кипящего реактора типа ABWR составляет ~ 34,5%.

3. Водо-водянной реактор сверхкритического давления (ВВЭР-СКД) в одноконтурном исполнении и с двухзаходной активной зоной

Многие годы обсуждается и прорабатывается концепция повышения параметров легководного теплоносителя до уровня сверхкритического давления. Для корпусных легководных реакторов это позволит не только повысить термодинамическую эффективность установки, но и использовать возможности большого уменьшения и оперативного изменения плотности воды для спектрального регулирования процесса в ак-

тивной зоне с улучшением воспроизводства ядерного топлива.

Ожидается, что наибольшее упрощение и удешевление конструкции реакторной установки можно получить в одноконтурном исполнении реакторной установки. В то же время на уровне сверхкритических параметров воды придется столкнуться с более серьезными проблемами радиационного загрязнения паротурбинного контура по сравнению с традиционным кипящим реактором.

В двухзаходном прямоточном реакторе ВВЭР-СКД теплоноситель поступает сначала в периферийную зону с резонансно-тепловым спектром, состоящую из 150 ТВС. В этой зоне плотность теплоносителя уменьшается с 700 кг/м³ в среднем до 200 кг/м³. Перепад энталпии в ней составляет в среднем 1300 – 1400 кДж/кг.

Далее, теплоноситель попадает в нижнюю напорную камеру, откуда, поменяв направление на противоположное, поступает в центральную зону, состоящую из 91 ТВС. Плотность теплоносителя, двигающегося снизу вверх, в этой зоне уменьшается в среднем до 100 кг/м³, что обеспечивает большую долю MOX топлива и быстро-резонансный спектр нейтронов в ней. Перепад энталпии составляет в среднем 700 – 800 кДж/кг.

Для создания реакторной установки со сверхкритическим давлением необходимо выполнение специфических исследований и разработок, ориентировочный перечень которых приведен ниже:

- Разработка конструкции ТВС активной зоны с учетом проблем коррозии оболочек твэл и существенного падения давления в пучках ТВС по высоте.
- Разработка и верификация прецизионных нейтронно-физических расчетных кодов и проведение прецизионных пространственно-временных нейтронно-физических расчетов активной зоны с подробным пространственно-энергетическим разбиением с учетом обратных связей от термогидравлики теплоносителя и термомеханики твэлов. Проведение комплекса расчетов для варианта использования в качестве топлива энергетического plutonia,
- Разработка и верификация CFD-кодов для возможности проведения прецизионных пространственно-распределенных расчетов гидродинамики и теплообмена СКД-теплоносителя в ТВС активной зоны и в реакторе. Проведение 3-мерных расчетных исследований термогидравлики ТВС активной зоны. Проведение 3-мерных расчетных исследований термогидравлики реактора с учетом особенностей конструкции ВКУ.
- Моделирование устойчивости РУ и ЯЭУ.
- Моделирование аварийных процессов РУ и ЯЭУ. Экспериментальная проверка аварийных систем установки.
- Разработка процедуры пуска, останова и переходов на режимы с пониженной мощностью РУ.
- Проведение экспериментальных исследований и расчетных оценок радиолиза в реакторе и разработка систем отвода продуктов радиолиза из реактора.
- Проведение экспериментальных исследований и расчетных оценок по массопереносу и активации продуктов коррозии, расчетных оценок радиационной безопасности обслуживания оборудования паро-производящей установки.
- Комплекс экспериментально - аналитических исследований по изучению процессов коррозии на об-

ложках твэлов и других конструкционных элементов реактора.

- Комплекс экспериментально - аналитических исследований по разработке материалов и технологии теплоносителя
- Разработка ВХР с учетом массопереноса продуктов коррозии из регенеративных подогревателей, коррозии и радиолиза в реакторе.
- Разработка ЯППУ: турбогенератора, тепловой схемы, расчет теплообменного оборудования. Проведение расчетов поведения всей ЯЭУ в стационарных, переходных и аварийных режимах.

Обозначенная здесь направленность НИР сохраняется и для других рассмотренных вариантов реакторов со сверхкритическим давлением теплоносителя.

4. Двухконтурный вариант ВВЭР-СКД с однозаходной активной зоной (реактор В-670 СКДИ)

Двухконтурная схема установки позволяет избежать проблем радиационного загрязнения паротурбинного контура, а одновременное снижение уровня температуры первичного теплоносителя предполагает существенно обеспечить проблему выбора и разработки конструкционных материалов для активной зоны реактора. Тем самым подразумевается поэтапное освоение атомной энергетикой сверхкритических параметров воды.

В двухконтурной ЯЭУ В-670 СКДИ используется реактор с интегральной компоновкой активной зоны, ВКУ и парогенераторов в корпусе реакторного моноблока.

Температура на входе в активную зону несколько ниже псевдокритической температуры (375°C), а температура на выходе из активной зоны – несколько выше псевдокритической температуры (395°C). В реакторе реализуется естественная циркуляция теплоносителя за счет раздвинутой топливной решетки и существенного снижения плотности теплоносителя при нагреве в активной зоне.

В РУ В-670 СКДИ используется спектральный способ поддержания критичности в процессе кампании, при котором спектр нейтронов в процессе кампании смещается из резонансно-тепловой области в тепловую. Для этого плотность теплоносителя в течение кампании постепенно повышается, что обеспечивается снижением температуры теплоносителя в ПГ при заданной тепловой мощности реактора путём увеличения расхода питательной воды. Рост расхода питательной воды снижает величину перегрева пара в ПГ и повышает теплоотдачу со стороны второго контура. В результате температура теплоносителя на входе в активную зону и средняя температура по активной зоне, снижаются.

Все ТВС активной зоны имеют одинаковую конструкцию.

Материал оболочек твэл, д/р и чехла - сталь ЧС-68 или ЭП-172

Реакторная установка размещена в защитной оболочке, имеющей форму цилиндра и сверху ограниченной куполом. Диаметр оболочки — около 34 м, высота — 55 м.

Внутри защитной оболочки расположен страховочный корпус, предназначенный для локализации пароводяной смеси при течи из первого контура.

Страховочный корпус является дополнительным барьером для выхода продуктов деления в окружающую среду. Расчетное давление в нем — 0,55 МПа.

Ожидается, что по экономическим показателям РУ В-670 должна значительно превосходить как находящиеся в эксплуатации, так и проектируемые реакторные установки. Связано это со следующим:

- с более простой схемой;
- отсутствием сложного дорогостоящего оборудования (ГЦН, УЛР, ГЦЕ)
- резким снижением массы парогенераторов;
- использованием страховочного корпуса при малой протяженности первого контура;
- снижением стоимости защитной оболочки, поскольку она при наличии страховочного корпуса должна быть рассчитана только на внешние нагрузки (при этом отпадает необходимость использовать двойную оболочку);
- снижением расхода электроэнергии на собственные нужды;
- возможностью использования серийного производства основного оборудования;
- возможностью приблизить станцию к потребителю и использовать в качестве АТЭЦ благодаря высокой безопасности.

Оценка радиационных последствий в нормальных режимах эксплуатации, в проектных и запроектных авариях показала, что санитарно-защитная зона может быть ограничена промплощадкой АЭС и, с учетом непревышения нормированных значений (НРБ-99, таблицы 6.3 и 6.4. уровня Б) по облучению населения при запроектных авариях на расстояниях 500-800 м, возможно их приближение к крупным городам и использование в качестве АТЭЦ. В этом случае полный КПД турбоустановки (брутто) с учетом отпуска тепла может быть выше 65%.

По сравнению с петлевой, переход на интегральную компоновку обеспечивает:

- резкое сокращение протяженности первого контура и исключение возможности его быстрого осушения;
- исключение аварий, связанных с резким снижением расхода теплоносителя по первому контуру;
- снижение вероятности течи из первого контура во второй, благодаря тому, что трубы теплообменной поверхности находятся под давлением сжатия;
- саморегулирование расхода теплоносителя через кассеты активной зоны при естественной циркуляции теплоносителя.

Поддержание критичности активной зоны в процессе кампании регулированием спектра нейтронов дает возможность исключить целый класс аварий, связанных с выбросом органов регулирования, так как в этих режимах органы регулирования находятся в верхнем положении.

На каждом трубопроводе, выходящем из корпуса реактора, в страховочном корпусе и за его пределами предполагается иметь задвижку и быстродействующие запорно-отсечные клапаны (БЗОК), которые при разгерметизации трубопровода перекрывают течь. Так как трубопроводы имеют малые диаметры (в основном, 150 мм), то выброс теплоносителя под защитную оболочку за время срабатывания арматуры будет незначительным. Притечи из корпуса реактора или разрыв трубопроводов до запорных устройств выходящий пар будет поступать в страховочный корпус и далее — в воду кольцевого пространства в страховочном корпусе, в бассейн выдержки топлива, где начнет конденсироваться. В результате давление в страховочном корпусе должно незначительно превышать атмосферное давление. Одновременно

вода из гидроемкостей второго контура, поступая в парогенератор, будет конденсировать пар в корпусе.

5. Паро-водо-охлаждаемый быстрый энергетический реактор ПВЭР-650

С 1977 года в РНЦ «Курчатовский институт» совместно с ВНИИАМ и ОКБ ГП проводилась разработка реактора с быстрорезонансным спектром нейтронов и охлаждением пароводяной смесью в докритической области давления с закризисным паросодержанием — ПВЭР.

В этой концепции за счет использования теплоты фазовых переходов (испарения влаги в активной зоне) реализуется большая энергоемкость пароводяной смеси и существенно снижается температура стальных оболочек твэлов (до ~ 500–550 °C в горячем пятне), уменьшаются общий расход теплоносителя и затраты на его циркуляцию. Температура пара на выходе из реактора — 360–400 °C, давление — 10–16 МПа. КПД паротурбинного цикла — 36–37%. Путем выбора входных параметров пароводяной смеси (высокое паросодержание и массовая скорость) удается значительно снизить аксиальный градиент температуры оболочек твэлов, сопровождающий высыхание жидкой пленки на его поверхности.

Экспериментальные исследования теплогидравлики ТВС подтвердили возможность организации теплосъема необходимой эффективности пароводяной смесью с входным паросодержанием (0,35–0,60) при давлении 16 МПа.

Технические решения концепции ПВЭР основаны на опыте конструирования и эксплуатации корпусных реакторов под давлением типа ВВЭР и быстрых реакторов — БН. В концепции активной зоны и воспроизводящих экранов ПВЭР выбрано смешанное диоксидное топливо, совместимое с легководным теплоносителем, без акцента на расширенное воспроизведение, но с приоритетом показателей самозащищенности. Схема АЭС — двухконтурная. Петлевая компоновка первого контура предусматривает наличие главного циркуляционного насоса (ГЦН), парогенераторов и гидроемкостей системы аварийного охлаждения реактора в каждой петле. Оборудование первого контура расположено по защитной оболочкой. Рециркуляция пара через реактор осуществляется совместной работой пародувок и ГЦН, так что приготовление смеси происходит в специальных смещающих устройствах на входе в ТВС. Индивидуальные для каждой ТВС смесители, расположенные в нижней части АЗ, могут быть настроены различным образом, так, чтобы обеспечить наиболее выгодные условия теплосъема в реакторе.

До 1986 года была проведена серия теплогидравлических экспериментов по исследованию и обоснованию характеристик пароводяного теплоносителя. Также в обоснование нейтронно-физических характеристик ПВЭР были проведены эксперименты на критических стендах БТС и БФС, моделирующих различные состояния активной зоны: номинальное, без теплоносителя и состояние активной зоны, залитой водой. Рассматривались варианты активных зон с двуокисным топливом. Результаты экспериментов включены в матрицу верификации расчетных кодов.

6. Двухконтурный вариант быстрого реактора, охлаждаемого СКД-теплоносителем (реактор ПСКД-600)

Наилучшие показатели топливоиспользования могут быть достигнуты в СКД-реакторах, работающих

в быстром спектре нейтронов. Переход с одноконтурной схемы реакторной установки на двухконтурную позволяет иметь в первом контуре паровой СКД-теплоноситель с достаточно низкой плотностью для достижения быстрого спектра нейтронов. Так, в активной зоне реактора ПСКД-600 при умеренной величине объемной энергонапряженности (160 кВт/л) и с более низким, чем у натриевых БР, подогревом теплоносителя (100–110 °C) средняя плотность теплоносителя не превышает 140 кг/м³.

Используя при этом конструкцию тепловыделяющей сборки (ТВС) с плотной решеткой твэлов, удается обеспечить в активной зоне спектр нейтронов, близкий к спектру в реакторах типа БН. Появляется возможность реализовать режим самообеспечения топливом в замкнутом топливном цикле, используя МОКС-топливо в активной зоне и оксид отвального урана в торцевых и боковых бланкетах.

Во втором контуре ядерно-энергетической установки ПСКД-600 планируется использовать достаточно компактную паросиловую установку с СКД-турбиной.

Основными принципиальными решениями, используемыми в конструкции ЯЭУ с реактором ПСКД-600, являются:

- СКД/СКД-двуихконтурная схема ядерно-энергетической установки с прямоточным парогенератором;
- паровой СКД-теплоноситель в первом контуре;
- жесткие ограничения температур в первом контуре: теплоноситель — 390/500 °C, конструкционные материалы — не выше 650 °C (с учетом факторов перегрева);
- применение аустенитных и ферритно-мартенситных сталей в качестве конструкционных материалов;
- сниженная, по сравнению с реактором БН, энергонапряженность в активной зоне (160 кВт/л);
- применение тесной топливной решетки с относительным шагом размещения твэлов $s/d = 1.12$;
- применение боковой и торцевых зон воспроизводства (БЗВ и ТЗВ);
- перегрузка ТВС без их перестановок в активной зоне.

Расчеты гидродинамики и теплообмена ТВС ПСКД-600 показали, что рабочие температуры оболочек твэлов находятся в диапазоне 387–575 °C. Уровень температур оболочек твэлов за счет факторов перегрева, по первичным оценкам, не превышает 650 °C. Чехлы ТВС работают в более мягких условиях — их температура не превышает 500 °C.

На основе полученных расчетных данных по температурным режимам максимально напряженных ТВС были выбраны в качестве кандидатов следующие конструкционные материалы:

- для оболочек твэлов — сталь аустенитного класса ЧС-68ХД;
- для чехлов — ферритно-мартенситная дисперсионно-упрочненная сталь ЭП-450ДУО.

Однако необходимо отметить, что имеющиеся на сегодняшний день жаропрочные стали и сплавы еще не могут с уверенностью использоваться в активных зонах СКД-реакторов. Создание нового поколения слабо поглощающих конструкционных материалов для активной зоны, которые могли бы надежно работать в агрессивных условиях высоких температур и больших давлений СКД-теплоносителя в сочетании с интенсивным воздействием флюенса нейтронов, является задачей глубокого НИОКР.

Что выбирать?

Практически центральным вопросом, на который необходимо ответить при рассмотрении и приоритизации рассмотренных предложений, является вопрос отнесения предлагаемого варианта к условной категории «СУПЕР-ВВЭР»: предложенное концептуальное решение формирует оптимальную линию перспективного развития на последующие 15–20 лет корпусного водо-водяного направления в России или представляет собой самостоятельную технологию энергетического реакторостроения.

Содержание научно-технических и технологических проблем, которые могут быть сформулированы для каждого из предложений, позволяет предложить такую их оценку.

- Наиболее близкая к отечественной линии корпусных легководных реакторов в мировой атомной энергетике и накопившая не меньший опыт, чем PWR-ВВЭР, является линия кипящих корпусных реакторов BWR. Проблемы, мешавшие их распространению за прошедшие десятилетия были решены, комплекс достоинств, связанных с одноконтурной схемой реакторной установки, реализовался в благоприятных эксплуатационных и технико-экономических показателях. Привлекает внимание имеющийся у них инновационный потенциал по движению к названным выше целям.

Основные направления инноваций связаны с естественной циркуляцией теплоносителя и ожидаемого от этого упрощения конструкции и повышения безопасности, а также с переходом на быстрый нейтронный спектр с повышением коэффициента воспроизводства топлива до 1 и более.

Инициативные предложения российских специалистов направлены на реализацию разновидности корпусного кипящего реактора, опирающегося на опыт создания корпусных ВВЭР и использование кипящей воды в РБМК и обеспечивающих высокий коэффициент воспроизводства вторичного ядерного топлива за счет перехода на жесткий спектр нейтронов.

Какой может быть оценка этого предложения с позиций формирования направления инновационного развития ВВЭР?

Россия не владеет тем багажом освоения технологии, который накоплен разработчиками BWR. Общий научно-технический потенциал позволяет успешно пройти весь необходимый путь для такого освоения, но следует признать, что мы всегда в этом движении будем оставаться в позиции догоняющих, даже при выделении достаточных ресурсов на самостоятельное освоение нового направления. В этих условиях не просматривается никакой перспективы присутствия на международном рынке реакторных технологий с результатами этого развития. Конечно, всегда остается возможность сотрудничества и совместных разработок с зарубежными партнерами, но они будут определяться в первую очередь совокупностью коммерческих факторов.

- Переход в реакторе на быстрый спектр нейтронов сдвигает это предложение в сторону проблемы выбора оптимального решения для бридеров. Представляется, что поиск оптимального варианта важен, но избыток «оптимальных» решений вреден, если он привязан к конкретным довольно коротким срокам.

Можно прийти примерно к такой же оценке и других предложений по созданию реакторов с паровым

охлаждением и быстрым спектром нейтронов как в до-критической области давления теплоносителя, так и в области закритического давления. Это - сфера оптимизации развития бридеров со своими специфическими критериями, и оно лишь в малой степени затрагивает развитие технологии уже существующего корпусного легководного направления.

- Особое внимание и разнообразные инициативы вызывает желание перейти в легководном реакторе на сверхкритическое давление. Привлекательность этого направления проявилась, в частности, в том, что оно включено в набор систем Генерации- 4.

На поверхности лежит набор проблем, которые предстоит решить при освоении этого направления. Это, во-первых, необходимость достаточно полного понимания термогидравлики теплоносителя. Знания, полученные при довольно широком внедрении сверхкритических параметров пара в органической энергетике, недостаточны для ответа на все вопросы, которые ставит реакторная установка. Экспертные оценки, довольно интенсивно проводимые в последние годы, обозначают минимальный срок получения необходимого понимания 7-8 лет при достаточно целенаправленном обеспечении этих исследований.

Вторая проблема рассматривается как более сложная и требующая до 15 лет для успешного решения – проблема конструкционных материалов активной зоны.

В связи с этим появилось предложение поэтапного освоения сверхкритических параметров в атомной энергетике – начинать с двухконтурной установки с умеренными температурами теплоносителя, что облегчит выбор конструкционных материалов и приблизит сроки реализации.

Существование в области сверхкритического давления узкой зоны изменения температуры теплоносителя с большим изменением его плотности дает потенциальную возможность оперативного изменения нейтронного спектра и обеспечения регулирования уровня воспроизводства вторичного ядерного топлива в такой системе. Однако термогидравлические проблемы работы в этой области параметров требуют специального целенаправленного изучения с непредсказуемым результатом.

В итоге можно оценить, что переход на сверхкритическое давление в ЛВР представляет собой логичное направление их инновационного развития, но по масштабу стоящих проблем диктует международную кооперацию для их решения. Оцениваемые время и усилия для реализации не позволяют рассматривать эти инициативные предложения как приоритетные в рамках инновационного развития корпусного легководного направления, обозначенного нами выше как «СУПЕР-ВВЭР». По всем признакам это – самостоятельное перспективное направление, требующее целенаправленных усилий и организации НИР и ОКР, выводящих рассмотренные предложения за рамки простого инновационного подхода, предполагающего использование в широких масштабах того, что уже было разработано на уровне НИР и ОКР.

- Обсуждавшиеся выше предложения относятся, конечно, к «дальней» перспективе, уходящей за 2020-2025 годы, и заслуживают в терминологическом ряду в большей степени отнесения не к категории «инновационных проектов», а, скорее, к разряду «революционных». Если в практическом процессе планируемого развития ограничивать профиль

«СУПЕР-ВВЭРа» инновационными рамками с оправданным использованием традиционной технологии ВВЭР, представляется реальным следующий набор конкретных целей и задач:

- возможность работы в открытом топливном цикле с КВ ~ (0,8 – 0,85) и с расходом природного урана 130-135 т/ГВт(э) в год;
- повышение термического КПД путем оптимизации конструкции парогенератора и максимального повышения параметров пара;
- максимальное уменьшение количества поглотителей в активной зоне в процессе выгорания;
- индустриальное производство модулей энергоблока и сокращение времени сооружения до 3,5-4 лет;
- обеспечение широких эксплуатационных возможностей (маневрирование, топливные циклы до 24 месяцев) и КИУМ более 90%;
- обеспечение широкого мощностного ряда (500-1800 МВт эл.);
- свободное размещение энергоблоков по условиям безопасности.

Вполне реально снижение расхода природного урана до уровня 130-135 т/ГВт(э) путем перехода на частично замкнутый топливный цикл с использованием МОХ-топлива. Для современной конструкции ТВС при глубоких выгораниях топлива коэффициент воспроизведения составляет 0,35-0,49. При не очень глубоких выгораниях и затеснении топливной решетки коэффициент воспроизведения достигает уровня 0,8.

В «перспективном» реакторе следует довести до практической реализации существующую десятилетия идею регулирования спектра нейтронов в процессе эксплуатационной кампании, что повышает воспроизведение ядерного горючего и улучшает использование топлива. Практические способы регулирования спектра нейтронов связывались с возможностью работы на смеси легкой и тяжелой воды, но в первую очередь исследовались способы изменения водо-уранового отношения присутствием в определенные периоды кампании вытеснителей, в качестве которых могут рассматриваться как нейтральные композиции, так и воспроизводящий плутоний естественный и обедненный уран, торий. Заслуживает внимания использование в целях спектрального регулирования опробованной в реакторных установках ВВЭР-440 системы подвижных кассет.

Практически одновременно необходимо совершенствование топлива с обеспечением его работоспособности до высокого выгорания (до 80 МВт сут/кГУ).

В системе замкнутого топливного цикла атомной энергетики при наличии эффективных бридеров ВВЭР можно эффективно использовать как дожигатель при невысоких темпах развития АЭ. При разработке инновационного проекта необходимо определить текущую задачу перед ВВЭР – высокий коэффициент воспроизведения или глубокое выжигание делящихся изотопов. Стремление накопить больше делящихся изотопов для использования их после переработки для увеличения темпа ввода БР в систему значительно ухудшает характеристики текущей кампании по энерговыработке. И наоборот, стремление к хорошим показателям энерговыработки в текущей кампании приводит к дожиганию делящихся изотопов и малому коэффициенту воспроизведения.

Задачи совершенствования топлива должны включать кроме совершенствования диоксидного с повы-

шением обогащения выше 5% инертные топливные матрицы, кермет и торий.

В будущем для замыкания топливного цикла в проектах необходимо предусмотреть технологию транспортно-технологических операций с учетом радиоактивного свежего топлива.

- При выборе направления разработки Супер-ВВЭР предлагается сосредоточиться на двух направлениях исследований и разработок:
 - направление эволюционного развития с модернизацией и совершенствованием традиционной технологии ВВЭР;
 - направление инновационного развития с переходом на теплоотвод водой сверхкритических параметров.

Возможные временные рамки развития **эволюционного** варианта СУПЕР-ВВЭР представляются следующими:

- 2009-2011 гг. – технические предложения по проекту инновационной активной зоны и формирование программы НИОКР для АЭС с **эволюционным** вариантом СУПЕР-ВВЭР;
- 2011-2015 гг. – выполнение предпроектных и базовых НИОКР для АЭС с **эволюционным** вариантом СУПЕР-ВВЭР (материалы, коды, базы данных, бенчмарки, стендовая база);
- 2012-2016 гг. – проектирование АЭС с **эволюционным** вариантом СУПЕР-ВВЭР (концептуальный проект, техническое предложение, технический проект, ТЭО, РД);
- 2016-2021 гг. – сооружение головной АЭС с **эволюционным** вариантом СУПЕР-ВВЭР.

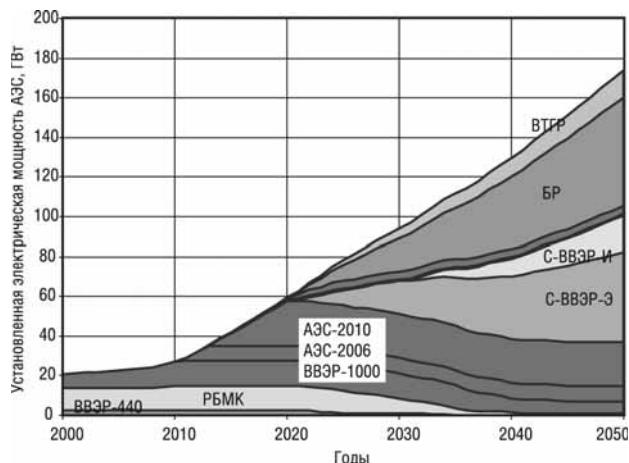
Возможные временные рамки развития **инновационного** варианта СУПЕР-ВВЭР представляются следующими:

- 2009-2011 гг. – изучение обобщенных базовых проблем ВВЭР-СКД нового поколения, технические предложения по АППУ с **инновационной** РУ СУПЕР-ВВЭР, формирование требований и программы НИОКР для АЭС с **инновационным** вариантом СУПЕР-ВВЭР;
- 2012-2019 гг. – выполнение предпроектных и базовых НИОКР для АЭС с **инновационным** вариантом СУПЕР-ВВЭР (материалы, коды, базы данных, бенчмарки, стендовая база, экспериментальные исследования);
- 2017-2021 гг. – проектирование АЭС с **инновационным** вариантом СУПЕР-ВВЭР (концептуальный проект, техническое предложение, технический проект, ТЭО, РД);
- 2022-2026 гг. – сооружение головной АЭС с **инновационным** вариантом СУПЕР-ВВЭР.

Основным содержанием работ по корпусным легководным системам следующего поколения на ближайшие 2–3 года должно быть выполнение базовых НИОКР, которые

- для эволюционного направления позволят сформировать технические предложения по проекту активной зоны, реакторной установки и АЭС;
- для инновационного направления – обеспечить изучение обобщенных базовых проблем создания ВВЭР-СКД, выбор конструктивно-проектного облика ЯППУ и создание научно-технического задела для перехода к конкретному проектированию.

Предполагаемая структура атомной энергетики России на период до 2050 года



С-ВВЭР-И – Супер-ВВЭР-инновационный; С-ВВЭР-Э – Супер-ВВЭР-эволюционный

Проводимые параллельно варианты конструктивные проработки в основном должны служить задаче выявления приоритетных исследований и разработок.

На этом начальном этапе должны быть подготовлены технические задания на конкретное конструирование и проектирование объектов.

Следует подчеркнуть важность своевременного научно-технического обоснования возможных проектно-конструкторских и технологических решений, чтобы обеспечить выбор оптимальных вариантов реакторной установки, соответствующих конкретным условиям их внедрения в ядерно-энергетическую систему.

РАЗРАБОТКА НОВЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА И КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ КРУПНОМАСШТАБНОЙ ЯДЕРНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ

Троянов В.М., Ватулин А.В., Новиков В.В., Шкабура И.А., ОАО «ВНИИИМ им. А.А. Бочвара»

1. Топливо для реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200

В России начато строительство блоков по проекту АЭС-2006, имеющих по сравнению с серийным ВВЭР-1000 особенности в конструкции ТВС и параметрах эксплуатации топлива, таблица 1 [1].

Повышение мощности блока обеспечивается как измененной геометрией активной зоны, так и повышенными параметрами её эксплуатации. Эти изменения (наряду с другими по увеличению длительности работы и выгорания топлива) предопределили основные работы по разработке проекта топлива для АЭС-2006.

Новые топливные циклы для АЭС-2006 представлены в таблице 2 [1].

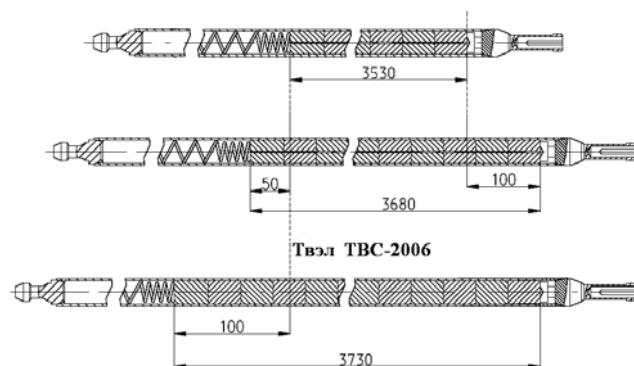
Конструкция тепловыделяющих элементов основывается на референсном опыте проектов ТВСА и ТВС-2. Она имеет увеличенную габаритную длину твэла и длину навески двуокиси урана (рис. 1). Величина свободного объема осталась без изменений.

Таблица 1. Основные параметры РУ и ядерного топлива

Параметры	ВВЭР-1000	ВВЭР-1200
Номинальная мощность реактора, МВт	3000	3200
Давление теплоносителя на выходе из реактора, МПа	15,7	16,2
Температура теплоносителя на входе в реактор, °C	291	298,6
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °C	321	329,7
Максимальный линейный тепловой поток, Вт/см	448	420
Межперегрузочный период, мес.	12–18	12/(18–24)
Высота топливного столба, мм	3530	3730
Масса UO ₂ , кг	80600	87065

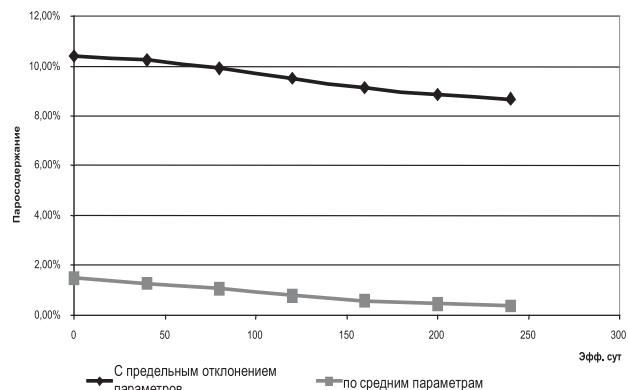
Таблица 2. Топливные циклы АЭС-2006

Топливный цикл	5x1	3x1,5
Количество ТВС подпитки, шт.	36	78
Среднее обогащение ТВС, %	4,84	4,85
Длительность работы топливной загрузки, эф.сут. (без мощностного эффекта)	302	521
Выгорание в выгружаемых ТВС, МВт*сут/кг U	57,2	45,6
— среднее	64,5	64,0
— максимальное		
Удельный расход природного урана (отвал 0,3%)	0,191	0,24

**Рис. 1.** Конструктивные характеристики твэлов

В качестве выгорающего поглотителя используется окись гадолиния, интегрированная в топливную матрицу с массовой долей до 10%. Оболочки твэл выполнены из оптимизированного сплава Э-110опт. Топливные таблетки имеют диаметр нар./внутр. 7.6/1.2 мм, рассматривается в дальнейшем возможность использования таблеток 7.8 мм без отверстия.

Обоснование коррозионной стойкости выполнено для новых параметров реактора, включая повышенное до 11,4% вес. паросодержание в теплоносителе. Массовое расчетное паросодержание на выходе максимально «горячей» ячейки в течение кампании (реальные параметры для топливного цикла 5x1 год) представлено на рис. 2.

**Рис. 2.** Массовое паросодержание в «горячей» ячейке ТВС

Направляющие каналы выполнены из сплава Э-635, который обладает более высоким по сравнению с Э110 сопротивлением радиационной ползучести и радиационному росту в условиях реакторного облучения, удовлетворительным сочетанием свойств прочности и коррозионной стойкости.

Твэл фиксируется в нижней решетке при помощи цанги, рис. 3. Такое крепление в сочетании с приближенной к нижней решетке первой ДР, называемой антивибрационной, надежно противодействует гидродинамическим нагрузкам на входе в ТВС, где имеют место повышенная турбулентность и поперечные перетоки теплоносителя.

**Рис. 3.** Цанговое крепление твэл в НР

2. Концептуальные подходы к созданию производства смешанного топлива для реакторов на быстрых нейтронах, работающих в замкнутом топливном цикле

Федеральная целевая программа «Ядерные энергетические технологии нового поколения...» определяет приоритетным направлением создание замкнутого топливного цикла (ЗТЦ) с регенерацией плутония из отработавших ТВС для использования его в качестве топлива реакторов на быстрых нейтронах.

Обоснованным вариантом вовлечения плутония в топливный цикл является изготовление таблеточного смешанного оксидного топлива (МОКС-топлива) для реакторов типа БН [2]. На текущий момент на ПО «Маяк» накоплен значительный опыт по получению на перерабатывающем заводе РТ-1 регенерированного диоксида плутония и опытно-промышленному изготовлению ТВС с таблеточным МОКС-топливом для БН-350 и БН-600. Всего испытано 53 таких ТВС до мак-

симальной глубины выгорания 11,8 % т.а. с повреждающей дозой на оболочке до 82 сна. В настоящее время в БН-600 проходят испытания три экспериментальных ТВС с таблеточным МОКС-топливом в конструктиве БН-800, отличающимся, главным образом, наличием в верхней части поглощающих элементов вместо торцевого экрана.

Перспективным направлением развития топливных технологий является переход на так называемые плотные виды смешанного топлива, к которым относят нитриды, карбиды, металлические сплавы и композиционные топливные материалы на их основе. В исследовательских реакторах испытано значительное количество экспериментальных твэлов с различным видом плотного топлива, включая нитридное и металлическое смешанное топливо.

При создании промышленного производства для топливообеспечения перспективных быстрых реакторов необходимо исходить из четких принципов, оптимизирующих замкнутый топливный цикл в целом, а именно:

- унификация технологий и машиностроительного комплекса;
- обеспечение рентабельности производства и систематического снижения топливной составляющей в стоимости киловатт-часа;
- готовность технологий к промышленному внедрению;
- максимальное использование действующих промышленных производств для снижения капитальных затрат;
- интеграция элементов ЗТЦ в действующий топливный цикл;
- минимизация количества РАО на окончательное захоронение;

- минимизация транспортных расходов;
- обеспечение возможности экспорта технологий, продукции и услуг;
- возможность поэтапного совершенствования по экономическим и экологическим показателям.

Данным принципам удовлетворяет широко применяемое в мире промышленное производство ТВС с таблеточным топливом. Во ВНИИМ разработана универсальная технология изготовления смешанного таблеточного топлива с применением метода вихревого размола (ВР-процесс). Процесс основан на принципе сухого смешивания диоксидов урана и плутония в электромагнитном вихревом смесителе. Внедренная на ПО «Маяк» технология запатентована в России (Патент РФ №2262756) и в ряде зарубежных стран (Германия, Бельгия, Франция, Китай и др.).

Разработанная технология позволяет осуществить переход к изготовлению таблеток плотного топлива (например, смешанного нитридного) без изменения состава основного технологического оборудования. В этом случае требуется лишь создание дополнительного модуля для производства соответствующих исходных материалов. Данный подход обеспечивает высокий потенциал развития промышленного производства с минимальными капитальными затратами на его переоснащение. На рис. 4 схематично показан принцип универсальности применяемого технологического оборудования.

Унифицированное таблеточное производство гармонично стыкуется с широко применяемой в мире и на российском перерабатывающем заводе водно-экстракционной технологией переработки отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) тепловых реакторов, обеспечивая преемственность технологий топливного

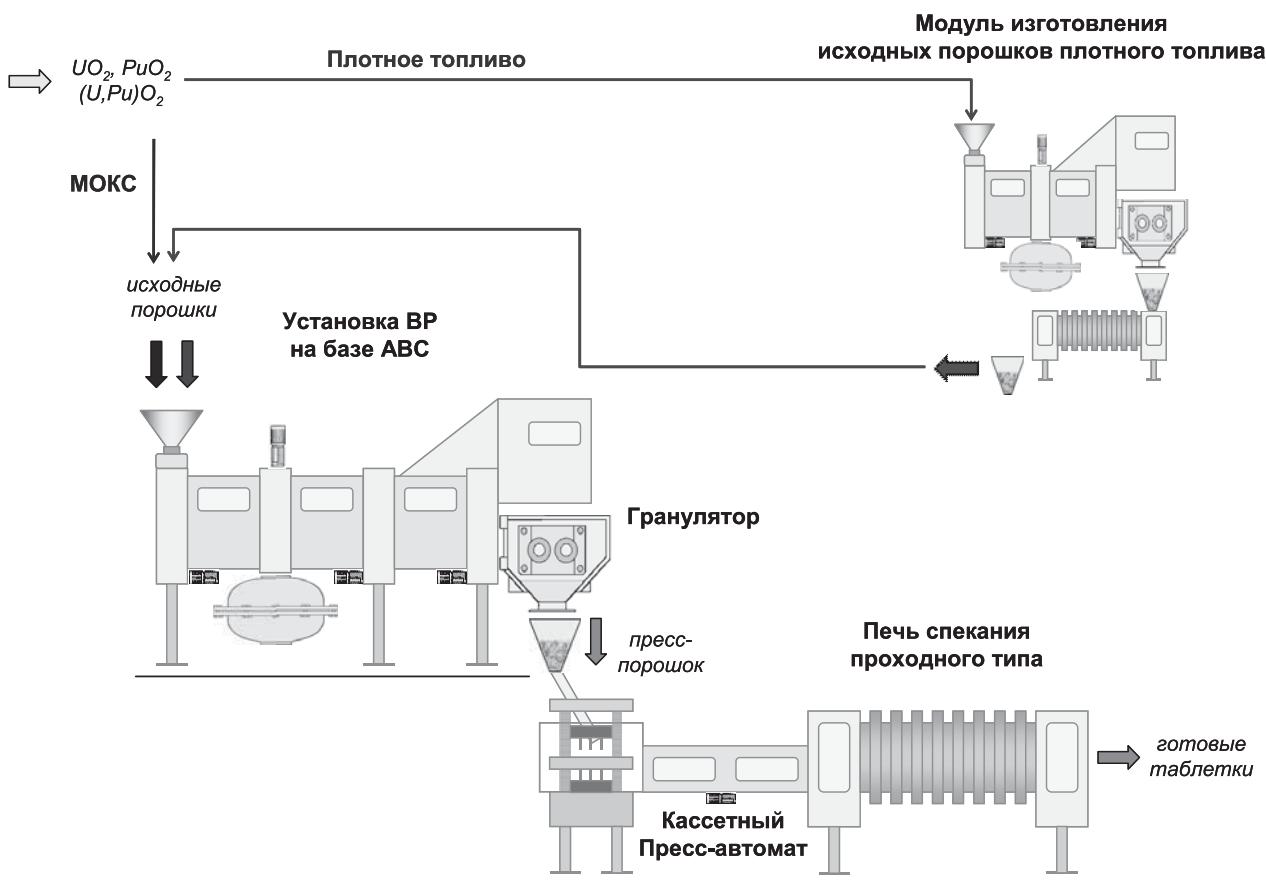


Рис. 4. Реализация принципа универсальности таблеточного производства.

цикла на переходном этапе развития атомной энергетики. Высокие степени очистки отработавшего топлива от осколков деления ($10^7 - 10^8$), заложенные в природу водных методов переработки, позволяют свести к минимуму экологическую нагрузку на топливный цикл, обеспечив приемлемые радиационные характеристики при производстве и обращении со свежими ТВС на всех стадиях. Продемонстрированная в западных странах и обоснованная в России возможность развития водно-экстракционных технологий позволяет рассматривать ее как наиболее малоотходную с развитыми методами кондиционирования ЖРО и минимально возможными объемами РАО, образующимися от ОЯТ, для захоронения в геологических формациях. Окончательные объемы РАО от переработки ОЯТ фактически зависят от свойств материалов, применяемых для их изоляции (стекло, керамика). В отношении переработки плотного топлива водно-экстракционными методами существуют экспериментальные проработки и экспертные оценки, подтверждающие возможность ее осуществления для оксидов, нитридов, металлов и композиционных материалов на их основе.

Усовершенствованные водно-экстракционные технологии также позволяют фракционировать миорные актиниды (МА), обеспечивая гибкий подход к их утилизации в реакторах на быстрых нейтронах. Возможность «гомогенной» утилизации МА заложена в технологии изготовления твэлов, позволяющей вводить в топливо нептуний и америций в количествах до 4 % от регенерируемого плутония. Это может обеспечить вовлечение ключевых МА, накопленных в период работы топлива в реакторе, в полном объеме, что, впрочем, не может не оказаться на радиационных характеристиках свежего топлива.

Другой вариант, наиболее рациональный с точки зрения затрат на производство коммерческого топлива, — «гетерогенная» утилизация МА в отдельных сборках или специальных реакторных установках. Очевидно, что условия эксплуатации твэлов и мишеней-выжигателей МА, также как и технические требования к ним, весьма различны. Едва ли будет рационально отягощать сложный и дорогостоящий процесс фабрикации твэлов повышенной активностью от МА, также как и наоборот — изготовление относительно малого количества мишеней-выжигателей с повышенной радиотоксичностью вряд ли рационально превращать в десятикратно увеличенное производство твэлов, отвечающих соответствующим требованиям. Водно-экстракционная технология в этом случае обладает неоспоримым преимуществом за счет возможности полного отделения МА от регенерируемых топливных материалов. Однако, по мнению большинства разработчиков технологий, вопрос обращения с МА следует отнести к перспективным этапам развития топливных циклов.

Технологическая связка таблеточного топлива с усовершенствованными водно-экстракционными методами обеспечивает наивысший экспортный потенциал продукции и услуг замкнутого топливного цикла, как в целом, так и по элементам. Это подтверждает интерес

китайских заказчиков, проявленный к данным технологиям.

3. Разработка твэлов дисперсионного типа для плавучих энергоблоков (ПЭБ) и атомных станций малой мощности (АСММ)

Разработка активной зоны для головного ПЭБ проводилась на основе известной ледокольной активной зоны КЛТ-40 канального типа. ОАО «ОКБМ Африкантов» была разработана активная зона КЛТ-40С кассетной структуры с увеличенной по сравнению с КЛТ-40 длиной активной части [3]. Было принято решение о строительстве головного ПЭБ с двумя РУ КЛТ-40С.

В активных зонах атомных ледоколов типа КЛТ-40 используются твэлы с ядерным топливом на основе высокообогащенного урана (содержащего более 20 % ^{235}U) [3]. Для обеспечения экспортного потенциала ПЭБ и АСММ с КЛТ-40С необходимо было разработать ядерное топливо с обогащением урана не более 20%, удовлетворяющее требованиям МАГАТЭ по нераспространению ядерного оружия.

Разработка твэлов для ПЭБ и АСММ проводилась путем модернизации твэлов атомных ледоколов на основе проверенных конструкции и технологии. Анализ возможных вариантов ядерного топлива показал, что требуемую ураноемкость можно обеспечить, используя диоксид урана. Во ВНИИНМ имелся научно-технический задел, который был использован для разработки твэлов. С его использованием для активной зоны головного ПЭБ разработаны твэлы на основе топливной композиции « UO_2 +алюминиевый сплав» («керметное» топливо), обладающей существенно большей ураноёмкостью, чем топливо атомных ледоколов [3].

Проведен комплекс дoreакторных исследований твэлов, в результате которых определены их характеристики в необлученном состоянии.

В петлях исследовательского реактора МИР (НИИ-АР) успешно проходят испытания разработанных твэлов в составе облучательного устройства «Гирлянда» и в составе полномасштабной ТВС. Испытаны два блока, испытания еще двух блоков и полномасштабной ТВС продолжаются, все твэлы герметичны. Проведены послереакторные исследования твэлов, достигнувших выгорания вплоть до $0,98 \text{ г}/\text{см}^3$ (150 МВт·сут/кгU), показавшие их надежность и работоспособность применительно к условиям эксплуатации в КЛТ-40С [3], рис. 5.

Проведены термические испытания облученных твэлов и исследование поведения негерметичных облученных твэлов в петле реакторе МИР. Результаты этих исследований показали, что керметное топливо не уступает топливу атомных ледоколов по радиационной стойкости в условиях запроектных аварий и по коррозионной стойкости в негерметичном состоянии [3].

По результатам конструкторско-технологических проработок, дoreакторных и послереакторных исследований в 2007 году выпущен, согласован и утвержден технический проект твэла 14-14 для активной зоны головного ПЭБ.

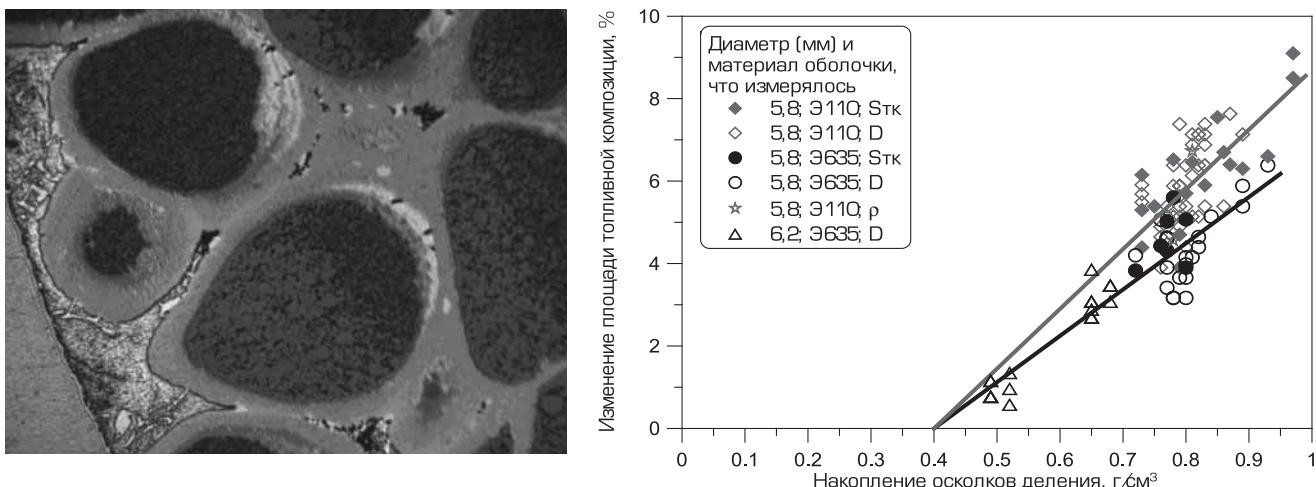


Рис. 5. Слева – микроструктура топливной композиции при выгорании 0,89 г/см³; справа – распухание сердечника твэлов в зависимости от выгорания.

Список использованных источников

1. I.N. Vasilchenko, V.V. Vyalitsin, V.A. Mokhov, S.B. Ryzhov, S.E. Volkov, V.M. Troyanov, V.L. Molchanov, V.V. Novikov. Fuel for VVER-1200 New Russian Reactor. Proceedings of Top Fuel 2009, Paris, France, September 6-10, 2009, Paper 2058.

2. М.И. Солонин, В.В. Новиков, И.А. Шкабура, В.А. Астафьев, М.В. Скупов, А.Е. Глущенков. Технология производства уран-плутониевого топлива для реакторов БН. Доклад на техническое совещание МАГАТЭ по теме «Нынешнее положение дел и будущие перспективы топливного цикла реакторов с жидкотопливным теплоносителем (LMR)», 21-23 ноября 2005 г., г. Обнинск

3. Г.В. Кулаков, А.В. Ватулин, С.А. Ершов, Ю.В. Коновалов, А.В. Морозов, В.И. Сорокин, В.В. Федотов, А.Е. Новоселов, В.А. Овчинников, В.Ю. Шишин. Разработка твэлов плавучих энергоблоков и атомных станций малой мощности. ВАНТ. Серия: Материаловедение и новые материалы, выпуск 1 (75), стр. 3-14, Москва, 2009.

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ АСУ ТП АЭС С ВВЭР

Аркадов Г.В., Боженков О.Л., Дунаев В.Г.
ОАО «ВНИИАЭС»

Стратегия энергетической политики России сегодня ориентирована на ускоренное развитие мощностей атомных электростанций (АЭС), включая достройку энергоблоков высокой степени готовности (Калининская АЭС блок 4, Белоярская АЭС блок 4, Ростовская АЭС блоки 3-4), продление сроков эксплуатации действующих блоков, строительство и ввод в эксплуатацию энергоблоков нового поколения проекта АЭС-2006 (АЭС с РУ-1200: НВАЭС-2 и ЛАЭС-2).

Задачи повышения безопасности и эффективности таких сложных технологических объектов, как энергоблоки АЭС, приводят к необходимости совершенствования систем управления АЭС (автоматизированных систем управления технологическим процессом – АСУ ТП), причем с использованием самых современных ин-

формационных технологий, что является важной стратегической частью проекта энергоблока АЭС.

Первому российскому блоку АЭС с ВВЭР – 45 лет: этапы развития АСУ ТП

В сентябре 2009 года на Нововоронежской АЭС прошла международная научно-практическая конференция «45 лет безопасной эксплуатации АЭС с ВВЭР в России и за рубежом», отразившая итоги истории развития атомной отрасли России с реакторами типа ВВЭР [1-3].

АСУ ТП энергоблоков АЭС первых поколений (серия В-179) были реализованы, в основном, на средствах аналоговой техники с использованием средств вычислительной техники для представления операторам технологической информации. При этом структура АСУ ТП представляла собой набор отдельных подсистем, имеющих индивидуальные средства представления информации и управления.

Историю развития АСУ ТП энергоблоков большой мощности с реакторами ВВЭР-1000 можно условно разбить на 4 этапа: первый этап связан с энергоблоком № 5 НВАЭС (серия В-187), второй – с энергоблоками № 1 и 2 Калининской АЭС (серия В-338), третий – с энергоблоками унифицированных АЭС (серия В-320), к которым относятся энергоблоки Балаковской АЭС, энергоблок №1 Ростовской АЭС.

В начале семидесятых годов прошлого столетия были разработаны системы «Уран» и «Титан», которые в период с 1981 г. по 1991 г. были внедрены на 20 энергоблоках с ВВЭР в СССР и за рубежом. Блочный щит управления энергоблоком стал более совершенным, появились компьютерные средства контроля. Но основная зона управления технологическим процессом – это традиционные средства.

С целью повышения безопасности энергоблоков АЭС, а также в соответствии с программой продления срока эксплуатации блоков за прошедшие годы были успешно реализованы мероприятия по модернизации и совершенствованию АСУ ТП на действующих энергоблоках:

- внедрение систем представления параметров безопасности (СППБ) на энергоблоках № 3, 4 и 5 Нововоронежской АЭС;

- модернизация АСУ ТП с внедрением СППБ на блоках № 1 и 2 Калининской АЭС;
- модернизация ИВС (энергоблоки № 1 и 2 Балаковской, № 1 Ростовской, № 3 Кольской АЭС);
- модернизация СУЗ-УСБТ блока № 3 Кольской АЭС.

Стратегия создания АСУ ТП АЭС с ВВЭР: эволюционное развитие

Стратегия создания АСУ ТП, принятая ГК «Росатом», основана на поэтапном (эволюционном) совершенствовании проектных решений и реализации требований к АСУ ТП АЭС при этом должны быть обеспечены: унификация и серийность изготовления, конкурентоспособность АСУ ТП энергоблоков нового поколения [4].

Основами проектных решений для АСУ ТП АЭС-2006 являются технические решения по АСУ ТП российских и зарубежных блоков АЭС (российской конструкции): энергоблок № 3 Калининской АЭС, АЭС «Тяньвань» (Китай), АЭС «Бушер» (Иран), АЭС «Куданкулам» (Индия), а также мировые тенденции и требования в части АСУ ТП АЭС.

В качестве стартового проекта для АЭС-2006 определен проект АСУ ТП энергоблока № 3 Калининской АЭС, в котором реализованы современные проектные решения [5].

Реализация стратегии создания АСУ ТП АЭС-2006 уже сегодня осуществляется кооперацией российских предприятий путем поэтапного внедрения современных проектных решений и программно-технических комплексов для АСУ ТП не только в проектах достраиваемых и строящихся энергоблоков (№ 2 Ростовской, № 4 Калининской, № 4 Белоярской АЭС), но и при модернизации АСУ ТП действующих АЭС (Кольская АЭС блоки 3 и 4, Нововоронежская АЭС блок 5) [4].

Эволюционное развитие АСУ ТП для АЭС-2006 обеспечивается разработкой и внедрением конкретных перспективных технических решений.

Так, для проекта РоАЭС-2:

- оптимизирована структура системы верхнего уровня;
- унифицирован интерфейс связи для подключения подсистем;
- расширена диагностика оборудования низовой автоматики;
- в аппаратуре низовой автоматики ТПТС применена высокоскоростная шина ТПТС-ЕН;
- внедрены технические обучающие средства АСУ ТП;

Для проекта КлиАЭС-4 планируется реализовать:

- унифицированные местные щиты управления;
 - новые архитектурные решения в части СВБУ;
 - применение в аппаратуре ТПТС высокоскоростной шины ТПТС-ЕН;
 - внедрение цифровой УСБТ;
 - сокращение объема кабельных связей между БПУ и РПУ и помещениями с низовой автоматикой за счет использования цифровых каналов связи;
 - унификацию верхнего уровня подсистем;
 - диагностику электроприводной арматуры;
- Для проекта КолАЭС-3:
- оптимизирована структура информационно-вычислительной системы (ИВС);
 - внедрена цифровая СУЗ-УСБ;

- реализованы новые архитектурные решения в части СУЗ-УСБ.

Создание АСУ ТП для АЭС с реакторами нового поколения

При реализации программы развития атомной энергетики России существенно возрастает роль комплектного поставщика, главного конструктора и системного интегратора АСУ ТП. С 2006 года эта функция и ответственность возложена на «Всероссийский научно-исследовательский институт по эксплуатации атомных электростанций» (ОАО «ВНИИАЭС»). ВНИИАЭС в кооперации с предприятиями отрасли созданы, внедрены, в настоящее время совершенствуются и внедряются современные управляющие системы АЭС [6].

Создание в рамках проекта АЭС-2006 конкурентоспособной российской АСУ ТП осуществляется с использованием в максимальной степени научного и промышленного потенциала организаций ядерного оружейного и энергетического комплексов. Формирование технической политики в части создания АСУ ТП осуществляется Советом Главных конструкторов Консорциума поставщиков оборудования и секцией по вопросам создания и внедрения АСУ ТП Директората по разработке и реализации Проекта АЭС-2006.

Порядок привлечения новых участников проектов определяется единым отраслевым стандартом закупок, утвержденным приказом генерального директора Госкорпорации «Росатом». Все желающие и имеющие для этого соответствующие условия организации любой формы собственности в соответствии со стандартом закупок, могут подавать заявки на участие в процедуре закупки АСУ ТП и/или подсистем и комплексов.

На основании сравнительного анализа технических средств и предложений отечественных и зарубежных компаний, выполненного ОАО «ВНИИАЭС» - главным конструктором АСУ ТП, предложена кооперация разработчиков и поставщиков АСУ ТП для площадок АЭС-2006, которая изложена в документе «Проект АЭС-2006. Конфигурация АСУТП энергоблоков № 1 в проектах Нововоронежской АЭС-2 и Ленинградской АЭС – 2», согласованном с ведущими организациями-участниками проекта («Концерн Росэнергоатом», АЭП, СПБАЭП, ОКБ ГП и РНЦ КИ) [7].

Единственным принципиальным недостатком российских АСУ ТП является нецифровая часть системы СУЗ-УСБ, что отражено в технических требованиях и в техническом задании на АСУ ТП АЭС-2006. Это снижает уровень эксплуатационных характеристик российских станций и привлекательность российских предложений при зарубежных поставках.

Для того, чтобы уменьшить стоимость и сократить время разработки, принято решение о переходе на цифровую технику через кооперацию с западными компаниями AREVA (Франция), DS&S (Rolls-Royce, Англия) [8]. Принятие такого решения обусловлено тем, что в настоящий момент в РФ отсутствует апробированная цифровая СУЗ-УСБ, имеющая референтность, а российские разработчики и изготовители на сегодняшний день пока не готовы к поставке цифровых СУЗ-УСБ в установленные сроки для проекта АЭС-2006 (НВАЭС-2 и ЛАЭС-2). Тем не менее, значительная часть УСБ, а именно – все приоритетное управление механизмами, будет выполнено на российской аппаратуре ТПТС-ЕМ,

т.к. эта аппаратура обеспечивает более эффективное решение.

Сегодня во ВНИИАЭС уже завершены работы по поставке и вводу в действие АСУ ТП для блока № 2 Ростовской АЭС, а также модернизированной ИВС и СУЗ-УСБ для блока № 3 Кольской АЭС, развернуты работы по созданию и комплектной поставке АСУ ТП для достраиваемых энергоблоков (блок 4 Белоярской, блок 4 Калининской АЭС) и новых энергоблоков для проекта АЭС-2006 (Нововоронежская-2 и Ленинградская-2 АЭС). Во ВНИИАЭС также ведутся работы по модернизации информационно-вычислительных систем, программно-технических средств и подсистем нижнего уровня энергоблоков действующих АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» (№ 5 Нововоронежской, № 4 Кольской АЭС). Разработка и внедрение конкретных перспективных и унифицированных технических решений на модернизируемых и достраиваемых блоках обеспечат референтность проектных решений для АСУ ТП проекта АЭС-2006 (НВАЭС-2 и ЛАЭС-2) [4].

Концепция создания АСУ ТП базируется на разработке максимально унифицированного проекта АСУ ТП, развитии и активном использовании современных технологий системной инженерии и системной интеграции, использовании в максимальной степени научного и промышленного потенциала предприятий ядерного комплекса, а также на кооперации с ведущими западными фирмами в плане поставок отдельных цифровых компонентов АСУ ТП.

Текущими задачами проекта АЭС-2006 являются [9]:

- решение вопросов унификации проектов АСУ ТП НВАЭС-2 и ЛАЭС-2;
- разработка совместно с Ростехнадзором пакета нормативных документов по созданию АСУ ТП на средствах вычислительной техники, соответствующих современным мировым тенденциям;
- верификация проектных решений на полигоне главного конструктора во ВНИИАЭС;
- завершение сертификации программно-технических средств СУЗ-УСБТ, ТПТС;
- разработка технологии электронного проектирования АСУ ТП АЭС на базе принципов системной инженерии;
- завершение разработки автоматизированной системы проектирования управляющих систем.

В отрасли реализуется комплекс мероприятий по совершенствованию работ по созданию и внедрению конкурентоспособной российской АСУ ТП, в частности, в рамках типовой проекта оптимизированного и информатизированного энергоблока технологии ВВЭР (ВВЭР-ТОИ). Накопленный при создании проектов АСУ ТП блоков № 3 и 4 Калининской АЭС, блоков № 2 и 3 Ростовской АЭС, НВАЭС-2, ЛАЭС-2 и блока № 4 Белоярской АЭС, АЭС «Тяньвань» (Китай), АЭС «Бушер» (Иран), АЭС «Куданкулам» (Индия), а также анализ мировых тенденций и в развитии АСУ ТП АЭС позволяет перейти на новую ступень в создании проектов АСУ ТП, которая будет реализована при создании ВВЭР-ТОИ.

Основные тенденции развития АСУ ТП АЭС в проекте ВВЭР-ТОИ состоят в следующем:

- Упорядочивание функций по структурным уровням архитектуры АСУ ТП:
 - уровень 1: прием и первичная обработка данных, автоматическое управление/регулирование;

- уровень 2: представление оперативной информации, решение оперативных расчетных задач, дистанционное управление;
- уровень 3: анализ и накопление информации об объекте, решение аналитических задач, передача данных во внешние системы;
- Объединение общестанционных систем контроля и управления (СКУ) в единую систему верхнего станционного уровня (СВСУ);
- Использование дисплейных местных пультов управления для локальных СКУ с объединением их по общей шине;
- Унификация спецсистем, организация информационного обмена между ними по общейшине;
- Внедрение цифровых управляющих систем безопасности с использованием принципов разнообразия различных типов;
- Реализация дисплейного способа контроля и управления с использованием сенсорных экранов для систем нормальной эксплуатации;
- Использование дисплейных средств для мониторинга систем безопасности;
- Реализация управления элементами систем безопасности в режиме НЭ с использованием модуля приоритетного управления;
- Использование экрана коллективного пользования и цифровых средств контроля на панелях БПУ;
- Минимизация использования на БПУ традиционных средств контроля и управления;
- Сокращение объема кабельных связей между БПУ (РПУ) и помещениями низовой автоматикой, за счет использования цифровых (оптических) каналов связи;
- Повышение уровня автоматизации и оптимизации ведения технологических процессов;
- Переход от управления технологическими подсистемами блока к управлению технологическими процессами (функциональное проектирование);
- Наличие инструментальных средств автоматизированного проектирования и тестирования систем НЭ и УСБ;
- Использование микропроцессорных средств на нижнем уровне;
- Реализация единой системы комплексного диагностирования технологического оборудования, средств АСУ ТП и технологических процессов, обеспеченная соответствующими методиками и инструкциями;
- Оптимизация человеко-машинного интерфейса;
- Использование унифицированных программно-технических средств на базе серийно выпускаемых средств;
- Использование технологии электронного проектирования АСУ ТП на базе принципов системной инженерии.

Главным конструктором АСУ ТП во ВНИИАЭС создан и функционирует специальный полигон АСУ ТП, включающий всережимную модель технологических процессов энергоблока и предназначенный для верификации основных проектных решений (алгоритмов автоматизации и человеко-машинного интерфейса в различных режимах), разработаны программы и методики испытаний как подсистем АСУ ТП на заводах-изготовителях, так и АСУ ТП в целом – на полигоне ВНИИАЭС.

Так, в частности, на полигоне АСУ ТП недавно были завершены верификация технологических алгоритмов

управления, а также тестирование перед отгрузкой на АЭС системы верхнего блочного уровня (СВБУ) для блока № 4 Калининской АЭС с использованием реальной системы и модели системы автоматизации нижнего уровня.

Для АСУ ТП АЭС-2006 проработаны вопросы структуры АСУ ТП, выбора технических и программных средств, кооперации разработчиков и поставщиков подсистем; осуществляется разработка технологии электронного проектирования и инструментальных средств для создания электронного проекта АСУ ТП на базе принципов системной инженерии [10-11].

Во ВНИИАЭС во взаимодействии с предприятиями ГК «Росатом» отрабатывается технология электронного проектирования АСУ ТП с учетом требований стандартов по системной инженерии, которая позволит реализовать следующие преимущества:

- сокращение сроков и повышение качества проектирования;
- обеспечение конкурентоспособности АСУ ТП, в том числе и в экспортных проектах;
- реализация безбумажной технологии и уменьшение ошибок проекта АСУ ТП за счет использования современных средств проектирования;
- устранение ошибок по принципу «как можно раньше» и, как следствие, уменьшение стоимости проекта;
- значительное сокращение затрат на ввод в эксплуатацию за счет устранения ошибок проекта АСУ ТП на ранних стадиях разработки;
- получение адекватной документации и обеспечение поддержки АСУ ТП на всех стадиях жизненного цикла АЭС.

В отрасли коллективными усилиями организаций Госкорпорации «Росатом» и Ростехнадзора развернуты работы по разработке пакета нормативно-правовых документов по созданию АСУ ТП на средствах вычислительной техники как основы для разработки федеральных норм и правил по безопасности в области использования атомной энергии, что позволит устраниить устаревшие и сдерживающие развитие положения и обеспечить возможность применения новых информационных технологий в перспективных проектах АСУ ТП для реакторов нового поколения [4, 12].

Анализ российской практики по созданию АСУ ТП базируется на достаточно развитой базе стандартов, норм и правил и показывает следующее:

- в части стандартов, норм и правил, определяющих требования к техническим средствам (ТС), существует высокая степень соответствия требований российских и международных стандартов, при этом следует учесть, что более 300 российских стандартов в части ТС и около 15 в части программных средств (ПС) полностью идентичны стандартам МЭК (IEC) и ИСО (ISO);
- в части стандартов, норм и правил, определяющих требования к ПС, российская нормативная база развита недостаточно и не соответствует современным требованиям;
- ОАО «ВНИИАЭС» подготовлены предложения по применению международных стандартов МАГАТЭ и МЭК в части ПС в проектах АСУ ТП строящихся и проектируемых блоков АЭС (даные предложения особенно современны и актуальны в контексте принятых по инициативе Президента Российской Федерации изменений в Федеральный закон «О техническом регулировании», определивших возмож-

ность признания и применения международных и иностранных стандартов и сводов правил в Российской Федерации);

- ОАО «ВНИИАЭС» в сотрудничестве с Institut für Sicherheitstechnologie GmbH (Германия) и с Институтом энергетики (Institutt for Energiteknikk, Норвегия) разработаны проекты нормативных документов по оценке качества и надежности программных средств, классификации и квалификации и общим требованиям к управляющим системам АЭС;
- Указанные нормативные документы по созданию АСУ ТП на средствах вычислительной техники могут стать основой для разработки федеральных норм и правил по безопасности в области использования атомной энергии;
- ОАО «ВНИИАЭС» разработан пакет проектов руководящих документов, определяющих требования к АСУ ТП нового поколения на базе программных и программируемых средств, общие требования ко всем стадиям и этапам создания и внедрения АСУ ТП, к составу и содержанию документов на всех стадиях и этапах, требования к испытаниям, верификации, валидации, аттестации и сертификации.

Реализованные и разрабатываемые современные технологии проектирования и автоматизации позволяют применять предлагаемые решения в любых областях ТЭК, в том числе и для экспортных проектов российских АЭС. Так, в частности, разработаны технико-коммерческие предложения для участия в тендерах по поставке и вводу в действие АСУ ТП для АЭС российской конструкции (АЭС в Турции, Индии, Чехии, Венгрии).

В настоящее время в интересах отрасли создается новое предприятие ОАО «ВНИИАСУ» для осуществления разработки и комплектной поставки АСУ ТП «под ключ» для достраиваемых АЭС и АЭС нового поколения.

Список литературы

1. Аркадов Г.В., Дунаев В.Г., Боженков О.Л. «История разработки и внедрения АСУ ТП на энергоблоках с ВВЭР» - Доклад на Международной научно-практической конференции «45 лет безопасной эксплуатации АЭС с ВВЭР в России и за рубежом», 24–25 сентября 2009 года, Нововоронежская АЭС.
2. Аркадов Г.В., Дунаев В.Г., Боженков О.Л. «Российские АСУ ТП энергоблоков АЭС с ВВЭР: вчера, сегодня, завтра...» - Журнал «АТОМКОН», № 4 (5), 2009
3. Аркадов Г.В., Дунаев В.Г., «История создания АСУ ТП энергоблоков АЭС с реакторами типа ВВЭР» - Журнал «Росэнергоатом», № 10, 2009.
4. Дунаев В.Г., Боженков О.Л. «Создание АСУ ТП для проектов АЭС-2006» - Доклад на Международном форуме «АТОМЭКСПО-2009», Москва, ЦВК «Экспоцентр», 26-28 мая 2009 (<http://2009.atomexpo.ru/materials/3>).
5. Антипов С.И., Абагян А.А., Аркадов Г.В., Дунаев В.Г., Боженков О.Л. «Опыт разработки и внедрения АСУ ТП на энергоблоке № 3 Калининской АЭС» - Сборник докладов Пятой Международной Научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» - Москва, 2006.
6. Дунаев В.Г., Боженков О.Л. «Главный конструктор АСУ ТП АЭС: решение есть!» - Журнал «Экономика и ТЭК сегодня», № 8, 2008.
7. «Альбом оборудования АСУ ТП проекта АЭС-2006» (ред. коллегия: Аркадов Г.В., Дунаев В.Г., Боженков О.Л., Зверков В.В.) - ВНИИАЭС, 2008.

8. Аркадов Г.В., Дунаев В.Г., Боженков О.Л. «Российские АСУ ТП АЭС сегодня: через сотрудничество — к прогрессу!» - Журнал «Ядерные информационно-измерительные технологии», № 2 (30), 2009.
9. Дунаев В.Г., Боженков О.Л. «Реализация проектов АСУ ТП строящихся энергоблоков АЭС: состояние и проблемные вопросы» - В материалах отраслевого семинара «Современные программно-технические средства и технологии в АСУТП», Обнинск, ЦИПК, 28 – 30 октября 2009.
10. Аркадов Г.В. «Универсальная инженерия» - Журнал «Росэнергоатом», № 11, 2009.
11. Боженков О. Л., Кабачников А. Б. «Системная инженерия АСУТП АЭС» - Журнал «Ядерные информационно-измерительные технологии», № 2 (30), 2009.
12. Анохин А.Н., Боженков О.Л., Ракитин И.Д., Сивоконь В.П., Шумов С.А. «Разработка комплекта нормативных документов, обеспечивающих создание, внедрение и эксплуатацию АСУ ТП нового поколения на базе программных и программируемых средств» - В материалах отраслевого семинара «Современные программно-технические средства и технологии в АСУТП», Обнинск, ЦИПК, 28 – 30 октября 2009.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В УСЛОВИЯХ РЕФОРМИРОВАНИЯ РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ И РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»

*Архангельская А.И.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»*

I. Подходы к прогнозированию доходов ОАО «Концерн Росэнергоатом» на перспективу до 2022 г.

Постепенное и неуклонное реформирование электроэнергетики России предусматривает, начиная с 2011 года, работу генерирующих субъектов электроэнергетики не только в условиях либерализованного рынка электроэнергии, так называемого «рынка на сутки вперед» (РСВ), но и в условиях долгосрочного рынка мощности (ДРМ).

Все это существенным образом усложняет работу всех генерирующих компаний, в том числе и ОАО «Концерн Росэнергоатом» и предъявляет новые, более жесткие требования к процессу прогнозирования выручки.

До 2010 года включительно процесс прогнозирования выручки для ОАО «Концерн Росэнергоатом» упрощенно включал в себя:

- прогнозирование годовых производственных программ (выработка электроэнергии, отпуск электроэнергии, помесячная располагаемая мощность);
- прогнозирование уровня цен РСВ на основе статистики зафиксированных цен на электроэнергию в текущем периоде с поправкой на инфляционные изменения или подходы к либерализации цен в соответствии с ежегодно публикуемым прогнозом Министерства экономики и развития России;

- прогнозированием уровня регулируемых тарифов исходя из предельных уровней роста в соответствии с ежегодно публикуемыми прогнозами Министерства экономики и развития России.

Начиная с 2011 года процесс прогнозирования существенным образом усложняется в связи с серьезным усложнением самих моделей рынка электроэнергии и электрической мощности.

Прогнозирование выручки концерна с 2011 года включает в себя:

- прогнозирование годовых производственных программ;
- прогнозирование уровня цен РСВ на основе последних данных по фактически сложившимся ценам на электроэнергию в текущем периоде с поправкой на дефлятор Министерства экономики и развития России в части изменения цен на газ;
- прогнозирование выручки от продажи действующих мощностей на ДРМ;
- прогнозирование выручки, получаемой за счет реализации электроэнергии по регулируемым ценам (утверждается Федеральной службой по тарифам России) для последующей поставки населению в соответствующей доле от годовой производственной программы;
- прогнозирование выручки за электрическую мощность для обеспечения безопасности атомных станций (как новых, так и действовавших на момент 2007 года) на всех стадиях жизненного цикла (в случае нехватки средств на обеспечение безопасности, получаемых с либерализованного рынка электроэнергии (РСВ) и рынка электрической мощности (ДРМ)) на основе соответствующих регулируемых цен, утверждаемых Федеральной службой по тарифам России;
- прогнозирование выручки за электрическую мощность для обеспечения строительства (реконструкции, модернизации) атомных станций (только для энергоблоков, зафиксированных в балансе 2007 года) в случае нехватки инвестиционного ресурса, обеспечивающего выручками от поставки электроэнергии населению, на РСВ и от поставки мощности действующих АЭС на ДРМ, под утвержденную инвестиционную программу ОАО «Концерн Росэнергоатом» на основе соответствующих регулируемых ценовых надбавок, утверждаемых Федеральной службой по тарифам России (устанавливаются на период 2011 и 2012 годов, далее, Правительством Российской Федерации принимается особое решение);
- прогнозирование цены на мощность новых энергоблоков атомных станций (введенных после 2007 года и не попавших в баланс 2007 года) на основе регулируемой цены, установленной Федеральной службой по тарифам России;
- прогнозирование инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Трудность такого прогнозирования в настоящий момент определяется уникальной ситуацией, когда долгосрочное прогнозирование доходов концерна осуществляется **одновременно** с созданием соответствующих методик и нормативно-правовых документов по определению регулируемых цен и надбавок за поставку электрической мощности атомных станций на ДРМ, которые и будут использоваться Федеральной службой по тарифам России при установлении таких цен и надбавок.

Кроме того в настоящий момент в области неполной определенности находятся:

- индексы дефляторы в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, разрабатываемым Министерством экономики России на перспективу до 2030 года. Процесс уточнения такого прогноза находится на завершающей стадии и подлежит рассмотрению Правительством Российской Федерации 3 июня текущего года;
- доля либерализации рынка электроэнергии, т.е. доля производственных программ генерирующих компаний, реализуемая по свободным ценам. Так в соответствии с позицией Министерства экономики и развития России на 2011 год она может составить 76%, а по оценки Министерства энергетики России – 82 %;
- предельный рост регулируемых тарифов по оценкам Федеральной службы по тарифам России, Министерства экономики и развития России и Министерства энергетики России на 2011 год существенно различаются и находятся в диапазоне от 14 до 26%;
- объемы финансирования инвестиционной программы за счет средств Федерального бюджета, с учетом постоянно поступающих от Министерства финансов России предложений по оптимизации бюджета.

Тем не менее, учитывая все «развилки» и неопределенности, в ОАО «Концерн Росэнергоатом» были проведены первичные предварительные прогнозы выручки (доходов) за электрическую энергию и электрическую мощность на период с 2011 по 2022 года.

Результаты такого прогнозирования представлены в таблице 1.

В настоящий момент наиболее значимым периодом прогнозирования для концерна является:

- период 2011-2013 годы, совпадающий с периодом прогнозирования трехлетней инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом», подлежащей рассмотрению и одобрению Правительством Российской Федерации;
- период 2011 года, на который в соответствии с законодательством Российской Федерации должен быть установлен целый ряд регулируемых цен, надбавок и тарифов.

Более детальное прогнозирование на 2011 год, произведенное в ОАО «Концерн Росэнергоатом» для начала переговорных процессов с Федеральными органами власти (Федеральной службой по тарифам России, Министерством экономики и развития России и Министерством энергетики России) позволяет определить следующие потребности в выручках для Концерна (по регулируемым ценам) и прогнозировать рыночные выручки, результаты которых представлены в таблице 2.

Для обеспечения инвестиционного ресурса в объеме 302,2 млрд руб. мы должны иметь следующие цены и надбавки:

- цена на электроэнергию на РСВ – 890 руб/Мвтч;
- цена за мощность действующих энергоблоков – 120 руб/Мвт в мес.;

Таблица 1. Прогноз выручки по электроэнергии и мощности до 2022 года.

Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Прогноз выручки, млрд руб. (без НДС)	293,5	303,8	330,3	327,1	381,0	445,7	502,3	525,1	593,3	662,3	688,6	748,0

Таблица 2. Прогноз выручки Концерна на 2011 год.

	Млрд руб. (без НДС)
Выручка за э/э по регулируемым договорам (РД) – для целей поставки населению	26,9
Выручка от реализации электроэнергии на РСВ	118,0
Выручка на рынке мощности, полученная по price cap и ценам и надбавкам ФСТ, в том числе	147,1
Инвестиционная надбавка	86,8
Надбавка за безопасность	30,3
Выручка Билибинской АЭС	1,5
Всего	293,5

- цена на электроэнергию и мощность по РД (населению) – 214,3 руб/Мвтч и 394 027 руб/Мвт в мес.;
- надбавку за безопасность – 133 140 руб/Мвт в мес.;
- инвестиционная надбавка – 381 008 руб/Мвт в мес.;
- цена за мощность новых энергоблоков – 211 568 руб/Мвт в мес.

Корректировка прогноза производится инвестиционной программой исходя из решения регулирующих органов РФ.

Однако процесс прогнозирования выручки за электроэнергию и электрическую мощность ОАО «Концерн Росэнергоатом» не является единственным процессом экономического прогнозирования. Он должен быть дополнен прогнозом расходов концерна и прогнозом инвестиционных источников концерна на аналогичную перспективу.

При этом перед ОАО «Концерн Росэнергоатом» стоит задача повышения экономической эффективности своей работы, которая учитывается при прогнозировании затрат концерна путем сдерживания его условно-постоянных затрат и изменения их структуры.

II. Прогнозирование расходов ОАО «Концерн Росэнергоатом» на перспективу до 2022 года

Процесс прогнозирования расходов концерна предусматривает использование следующих подходов:

- прогнозную оценку расходов на свежее (СЯТ) и отработавшее (ОЯТ) ядерное топливо по действующим энергоблокам атомных станций. Для проведения такой оценки используются оценки в потребности СЯТ в натуральном выражении исходя из годовых производственных программ, прогнозы роста цен на СЯТ исходя из сближения цен на внешнем и внутреннем рынке, оценок по переходу на удлиненный топливный цикл (18-ти месячный), объемов вывоза ОЯТ исходя из технологических нужд ЯТЦ и безопасности атомных станций и нового ценообразования на услуги по ОЯТ;
- прогнозную оценку расходов на приобретение первых топливных загрузок на вновь вводимые энергоблоки АЭС;

Таблица 3. Прогноз расходов ОАО «Концерн Росэнергоатом» (с учетом резервов ЯРТ и ПБ, ФЗ и вывода из эксплуатации) на период 2011–2022 гг. (млрд руб. без НДС)

Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Прогноз расходов на пр-во, всего	277,3	281,6	307,0	283,5	355,0	407,7	473,1	483,8	561,7	627,1	652,5	694,8
В том числе:												
Эксплуатационные расходы	55,9	64,6	73,3	82,8	100,2	108,2	122,9	127,6	139,0	144,1	147,9	152,2
Амортизация	17,2	22,7	29,1	36,3	47,8	52,0	64,4	69,2	82,6	86,4	98,5	108,3
Топливо	29,5	36,0	45,1	54,9	68,2	85,0	99,7	104,2	124,6	141,1	148,3	152,1
Целевые резервы	174,6	158,3	159,5	109,5	138,9	162,6	186,1	182,8	215,5	252,4	257,8	282,2

- прогнозную оценку амортизационных отчислений исходя из ввода новых энергоблоков, продления сроков службы действующих энергоблоков, вывода энергоблоков;
- прогнозную оценку расходов на оплату труда с учетом роста производительности труда, оптимизации численности и введения систем мотивации персонала;
- прогнозную оценку отчислений в целевые резервы по безопасности (ЯРТ и ПБ), физической защиты (ФЗ) и вывода из эксплуатации;
- прогнозную укрупненную оценку других условно – постоянных затрат с учетом директив Федеральных органов исполнительной власти по их сокращению, а также лучших удельных показателей по конкретным действующим атомным станциям;
- прогнозная оценка прибыли.

При прогнозировании расходов ОАО «Концерн Росэнергоатом» на перспективу также используются дефляторы в соответствии с прогнозом Министерства экономики и развития России. Однако для учета требования по повышению экономической эффективности Концерна к расходам применяются меньшие из возможных значений дефляторов, обеспечивая опережение темпов роста выручки над темпом роста затрат.

Результаты прогнозов расходов ОАО «Концерн Росэнергоатом» представлены в таблице 3.

Наибольший интерес представляют прогнозируемые расходы на период 2011–2013 годы, так как они используются для оценки инвестиционных источников в трехлетней инвестиционной программе Концерна, а также являются основой для формирования соответствующих обращений в Федеральную службу по тарифам для последующего установления регулируемых цен и надбавок.

III. Следующим шагом прогнозирования на долгосрочную перспективу до 2022 года является оценка инвестиционных источников ОАО «Концерн Росэнергоатом» на соответствующий период

При проведении оценки инвестиционных источников производится их комплексная оценка. Таким образом, оцениваются как «тарифные» инвестиционные источники, т.е. инвестиционные источники обеспечивающие выручкой концерна по регулируемым ценам и надбавкам, так и инвестиционные источники, зарабатываемые на либерализованных секторах рынках электроэнергии (РСВ) и рынка электрической мощности (ДРМ). Кроме того, производится учет средств, подлежащих получению из Федерального бюджета Российской Федерации до 2015 года включительно с дополнительными оценками возможностей возврата из Федерального Бюджета ранее «оптимизированных» (секвестированных) средств.

Целью таких прогнозных оценок является последовательное:

- установление возможностей по покрытию инвестиционных потребностей концерна, на соответствующие периоды, собственно зарабатываемыми средствами;
- определение дефицита источников финансирования инвестиционных программ по конкретным периодам;
- определение возможностей привлечения и обслуживания кредитных средств, с учетом соблюдения условий финансовой устойчивости ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Результаты сравнения инвестиционного ресурса, исходя из прогнозных оценок выручки и расходов Концерна, с инвестпотребностью представлены в таблице 4.

Таблица 4. Результаты сравнения инвестиционного ресурса с инвестпотребностью (млрд руб.)

Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Инвестиционный ресурс	251,9	255,0	299,6	249,8	238,8	197,5	230,5	230,7	273	314,1	327,3	358,4
Инвестпотребность	302,2	306,0	315,2	248,8	172,2	164,0	142,4	212,5	168,3	309,7	304,9	358,1
Результат	-50,3	-51,0	-15,6	+1,0	+66,6	+33,5	+88,1	+18,2	+104,7	+4,4	+22,4	+0,3

Исходя из представленных предварительных расчетов, можно сделать вывод о существующем небалансе инвестиционных потребностей и инвестиционных возможностей ОАО «Концерн Росэнергоатом» по отдельным периодам.

Исходя из этого, перед Концерном на ближайший период и на перспективу стоят следующие задачи:

1. Поиск новых видов деятельности и компетенций и максимизация с их помощью выручки ОАО «Концерн Росэнергоатом».
2. Повышение внутренней экономической эффективности и снижение удельных расходов Концерна.
3. Повышение экономической эффективности расходования инвестиционного ресурса и оптимизация на этой основе инвестиционных потребностей.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОНСТРУКТОРСКИХ РЕШЕНИЙ БЫСТРЫХ НАТРИЕВЫХ РЕАКТОРОВ И ИХ РАЗВИТИЕ В НОВЫХ ПРОЕКТАХ

Васильев Б.А.

ОАО «ОКБМ Африкантов»

Федеральная целевая программа «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу до 2020 года» предусматривает проведение НИОКР по проекту быстрого натриевого реактора нового поколения. Основные исполнители – ОАО «ОКБМ Африкантов», ОАО «СПб АЭП», ГНЦ РФ - ФЭИ – в качестве такого проекта предлагают про-

ект реактора электрической мощностью 1200 МВт – БН-1200.

Разработка нового проекта ведется исходя из задачи серийного сооружения реакторов БН-1200 после 2020г. Поэтому решающее значение придается эффективности и обоснованности принимаемых в проекте конструкторских решений, которые оцениваются с позиций гарантированного обеспечения надежности, экономичности и безопасности атомного энергоблока. Это требует самого тщательного учета опыта создания и эксплуатации предшествующих быстрых реакторов БН-прототипов данного проекта.

Освоенные конструкторские решения. Реакторы БН-600 и БН-800

Конструкторские решения по РУ с быстрым натриевым энергетическим реактором прошли в нашей стране полувековой период эволюционного развития и качественного совершенствования. Первоначально они были реализованы в проекте первого в мире прототипного энергетического реактора БН-350 (1973г.) с петлевой схемой первого контура. Более совершенные решения были разработаны для следующей РУ БН-600. В их числе – интегральная компоновка, то есть размещение оборудования первого контура в едином баке – корпусе реактора и секционно-модульная конструкция парогенератора (ПГ), которая позволяет при межконтурных течах отключать только дефектную секцию ПГ без снижения мощности реактора (разработчик ПГ – ОКБ «Гидропресс»).

30-летняя эксплуатация БН-600 убедительно продемонстрировала надежность конструкции РУ и её высокую безопасность, в том числе - эффективность

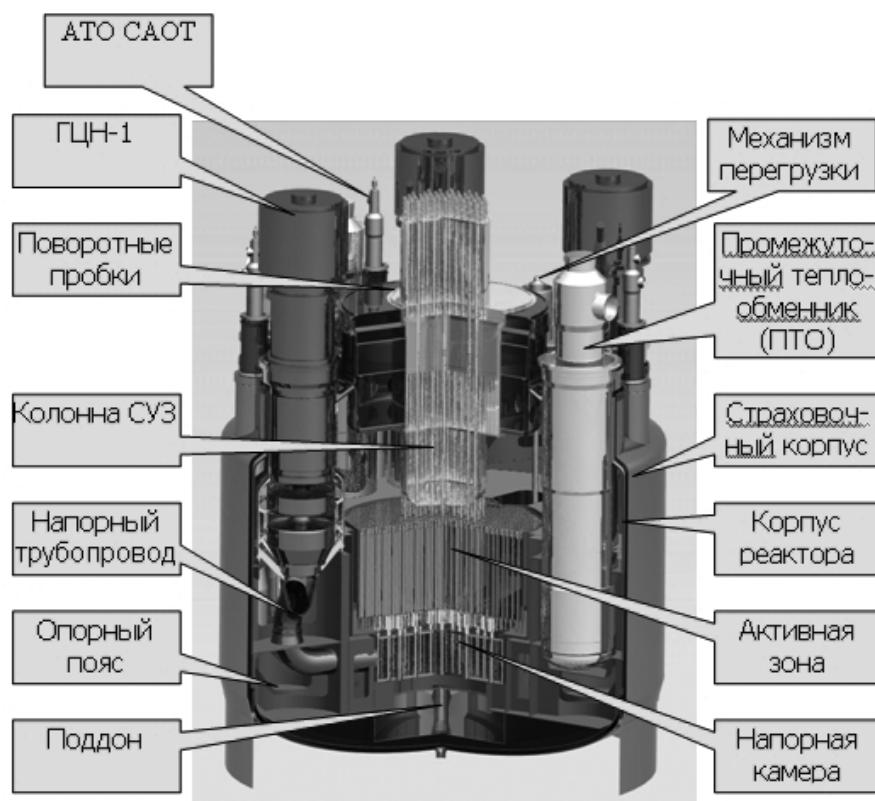


Рис. 1. РУ БН-1200 (вертикальный разрез)

Таблица 1. Основные технические характеристики БН-600, БН-800 и БН-1200

	БН-600	БН-800	БН-1200
1 Номинальная тепловая мощность, МВт	1470	2100	2900
2 Электрическая мощность, брутто, МВт	600	880	1220
3 Количество теплоотводящих петель	3	3	4
4 Температура теплоносителя по первому контуру, °С: - на входе/выходе ПТО	550/377	547/354	550/410
5 Температура теплоносителя по второму контуру, °С: - на входе/выходе ПГ	518/328	505/309	527/355
6 Параметры третьего контура: - температура острого пара, °С - давление острого пара, МПа - температура питательной воды, °С	505 14 240	490 14 210	510 14 240

проектных мер по предотвращению и локализации межконтурных и внешних течей натрия. Подтверждена оптимальность принятой двухконтурной схемы РУ с реактором интегрального типа. Конструкция РУ после выработки проектного ресурса сохранила высокую работоспособность, что позволило обосновать возможность продления срока эксплуатации энергоблока до 45 лет. В апреле 2010 г. получена лицензия Ростехнадзора на продление срока эксплуатации на 10 лет [1-3].

Сооружаемый в настоящее время реактор БН-800 разрабатывался как быстрый энергетический реактор малой серии после получения положительного начального опыта эксплуатации БН-600 [4-6]. В БН-800 сохранены основные технические решения БН-600. Используя выявленные запасы и некоторые усовершенствования, мощность реактора удалось форсировать на ~ 40 %, что обеспечило улучшение его технико-экономических показателей. Для этой же цели количество турбоагрегатов было уменьшено с трех до одного.

Для повышения безопасности в БН-800 дополнительно введены: специальная система аварийного отвода тепла (САОТ) с воздушным теплообменником, подключенным ко второму контуру; дополнительная пассивная система аварийного останова с использованием гидравлически взвешенных стержней; поддон под напорной камерой для локализации кориума в случае тяжелой запроектной аварии. С целью повышения надежности парогенератора при сохранении оправдавшего себя принципа его секционирования уменьшено количество модулей путем исключения натриевого промежуточного перегрева пара. Система перегрузки усовершенствована с целью исключения ручных операций для обеспечения возможности обращения со свежими ТВС на основе высокофонового уран-плутониевого смешанного топлива.

Развитие конструкторских решений в проекте перспективного реактора БН

При разработке следующего реактора БН-1200, выполненной к настоящему времени на уровне эскизного проекта, сохранена преемственность по принципиальным техническим решениям, положительно зарекомендовавшим себя в БН-600 и примененным в БН-800 [7-9]:

- интегральная компоновка первого контура со страховочным кожухом и нижним опиранием корпуса;
- поворотные пробки системы внутриреакторной перегрузки с герметизирующими гидрозатворами на основе сплава олово-висмут;
- раздельные всасывающие полости насосов первого контура с обратными клапанами на напоре, что позволяет отключать при отказе оборудования одну из

трех теплоотводящих петель РУ без останова реактора;

- внутриреакторное хранилище для первоначальной выдержки отработавших ТВС.

Характеристики БН-1200 в сравнении с БН-600 и БН-800 приведены в табл. 1.

Принципиально новым решением является введение в бак реактора оборудования системы аварийного отвода тепла и системы очистки натрия первого контура. Последнее позволяет полностью исключить возможность течи радиоактивного натрия наружу.

Для начального этапа работы реакторов БН-1200 предусматривается, также как для БН-800, использование МОХ-топлива. В проекте принята пониженная энергонапряженность активной зоны ($230 \text{ МВт}/\text{м}^3$ вместо $\sim 450 \text{ МВт}/\text{м}^3$ в БН-600 и БН-800), и, соответственно, укрупненный твэл диаметром 9,3 мм. Укрупнение твэла в совокупности с планируемым поэтапным повышением выгорания топлива до 100-140 МВт·сут/кг обеспечит значительное увеличение кампании ТВС и снижение затрат на топливо. Наряду с этим достигается увеличенный интервал между перегрузками – 1 год вместо полгода в БН-600 и БН-800. Поэтому КИУМ БН-1200 обеспечивается на уровне 0,9. В БН-800 этот показатель также прогнозируется выше, чем в БН-600 – до 0,85 благодаря переходу на один турбоагрегат.

В табл. 2 приведены основные эксплуатационные характеристики активной зоны БН-1200 и возможная последовательность их поэтапного освоения.

Таблица 2. Основные эксплуатационные характеристики активной зоны

Наименование	Значение
1 Кампания ТВС активной зоны, эфф. сут	1320→1650→1980
2 Максимальное выгорание топлива, % т.а.	14.3→17,8→21
3 Среднее выгорание топлива по выгружаемым ТВС, МВт·сут/кг	93→116→138
4 Максимальное повреждающая доза на ТВС, смеш./атом	140→170→200
5 Максимальная линейная мощность твэл, кВт/м	46,5
6 Коэффициент воспроизводства (КВ)	1,17

В проекте БН-1200 снижено нейтронное облучение внутриреакторных конструкций. Это – одна из мер, направленных на обеспечение увеличенного срока службы реактора – 60 лет. В табл. 3 приведены данные по ресурсу основного оборудования РУ БН.

Конструкторские решения по части оборудования БН-1200 (ГЦН-1,2, ПТО, исполнительные механизмы

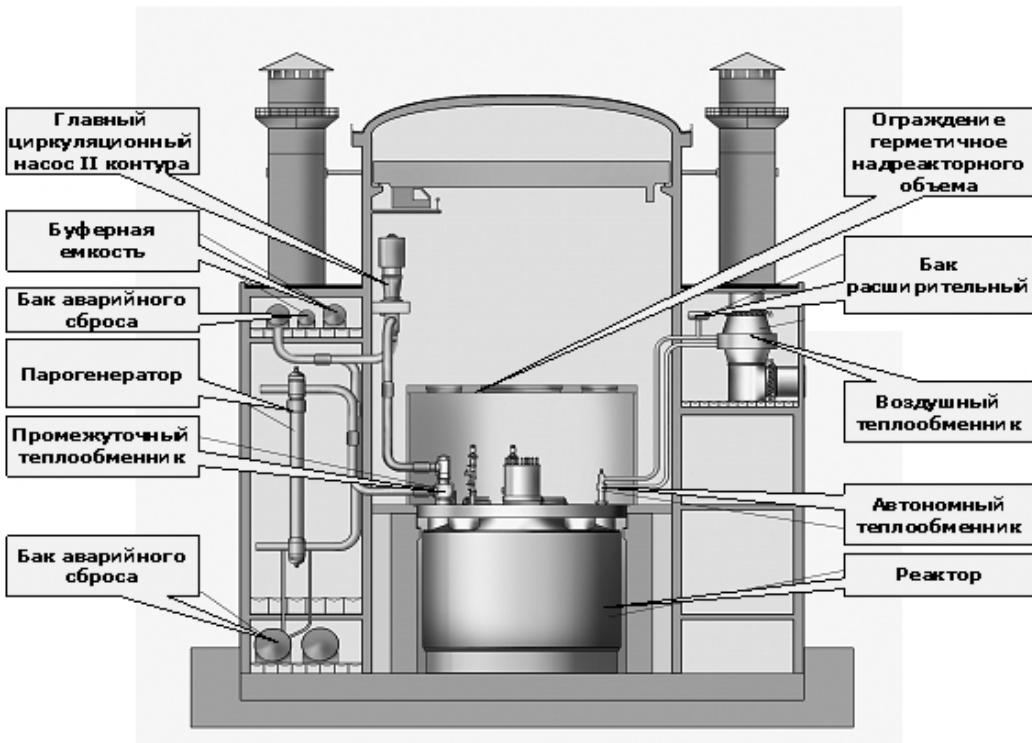


Рис. 2. Компоновка РУ БН-1200 в защитной оболочке

системы управления и защиты, автономные теплообменники) приняты близкими к проверенным решениям БН-600 и БН-800. Конструкцию ПГ в проекте БН-1200 предполагается существенно укрупнить (с учетом продемонстрированной высокой надежности ПГ натрий-вода) с целью снижения материоемкости РУ. Кроме того, увеличения ресурса ПГ в них предусмотрено использовать новый конструкционный материал [10].

Система перегрузки БН-1200 значительно упрощена благодаря принятию ряда новых решений и снижению остаточного энерговыделения в выгружаемых ТВС вследствие увеличения их выдержки во внутриреакторном хранилище до 2-х лет.

Таблица 3. Срок службы основного заменяемого оборудования РУ БН

Характеристика	БН-600	БН-800	БН-1200
Срок службы основного оборудования до замены, не менее, год:	Значение		
- ПТО	45	45	60
- Выемная часть ГЦН-1/ГЦН-2 (рабочее колесо)	6,5/15	5/5*	15
- Фильтр-ловушки 1 контура	30	45	10...30**
- ИМ СУЗ (нижняя часть)	15	15	30
- ПГ	15/30***	23	30

*Назначенный срок службы ниже, чем в БН-600, в связи с более напряженными условиями работы

**Срок службы новой концепции ХФЛ, встроенной в первый контур, зависит от решений, которые будут приняты по результатам НИОКР

***Испаритель/пароперегреватель

Применение новых конструкторских решений по РУ и некоторых усовершенствований проекта энергоблока позволило значительно улучшить технико-экономические показатели БН-1200 (табл. 4).

Таблица 4. Сравнение технико-экономических показателей РУ типа БН

Параметр	БН-600	БН-800	БН-1200
Удельная материоемкость РУ, т/МВт(э)	13,0	9,7	5,6
Частота перегрузок, год	0,5	0,5	1,0
КИУМ	0,77-0,8	0,85	0,9
Срок службы	45	45	60

Проведенные генеральным проектировщиком энергоблока оценки показали, что БН-1200 будет сопоставим по технико-экономическим показателям с энергоблоками типа ВВЭР близкой мощности.

Существенные изменения предусматриваются и по системам безопасности. В частности, в отличие от БН-800, САОТ в БН-1200 подключена к первому контуру, что повышает её надежность и безопасность РУ. Наряду с пассивной аварийной защитой, основанной на гидравлически взвешенных поглощающих стержнях, в БН-1200 планируется ввести дополнительные стержни пассивного принципа действия, срабатывающие при повышении температуры натрия в реакторе. Кроме того предусматривается создание специальной системы локализации аварийных выбросов, которая отсутствует в БН-600 и БН-800.

Благодаря принятым решениям достигнуто существенное улучшение показателей безопасности:

- вероятность тяжёлого повреждения активной зоны на порядок меньше требований нормативных документов;
- санитарно-защитная зона находится в границах промплощадки для любых проектных аварий;
- установлен целевой критерий – граница зоны защитных мероприятий должна совпадать с границей промплощадки для тяжёлых запроектных аварий,

вероятность реализации которых не превышает 10^{-7} на реактор/год.

Все новые конструкторские решения предстоит тщательно отработать путем проведения расчетных и экспериментальных исследований. Обеспечение высоких технико-экономических характеристик и показателей безопасности в проекте БН-1200 благодаря оптимальному сочетанию референтных и новых решений, а также возможность расширенного воспроизводства топлива, позволяют отнести данный проект к реакторным технологиям IV поколения.

Список литературы

1. Н. Ошканов, П. Говоров, А. Кузнецов. 28 лет эксплуатации. Энергоблок с реактором на быстрых нейтронах БН-600: основные технико-экономические показатели. // Росэнергоатом № 8, август 2008, с. 34-37.
2. Ошканов Н.Н., Сараев О.М., Баканов М.В. и др. 30-летний опыт эксплуатации натриевого быстрого реактора БН-600. // Атомная энергия, 2010, т. 108, вып. 4, с. 186-191.
3. Ошканов Н.Н., Баканов М.В., Потапов О.А. Опыт эксплуатации энергоблока БН-600 Белоярской АЭС. // Атомная энергия, 2004, т.96, вып.5, с. 342-346.
4. Mitenkov F.M., Saraev O.M. BN-800: a key part of Russia's nuclear strategy // Nucl. Eng. Intern., 2005, vol. 50, No. 608, p.10–12.
5. Костин В.И., Васильев Б.А. Задачи сооружения БН-800 и возможности создания перспективных быстрых реакторов. // Атомная энергия, 2007, т. 102, вып. 1, с. 21-26.
6. Сараев О.М., Носков Ю.В., Зверев Д.Л. и др. Обоснование проекта и состояние сооружения энергоблока БН-800. // Атомная энергия, 2010, т. 108, вып. 4, с. 197-201.
7. Васильев Б.А. Тимофеев А.В., Любимов М.А. и др. Компоновочные и конструктивные решения системы перегрузки перспективного реактора БН. // Там же, с.246-249.
8. И. Шкабура. Время быстрых // Росэнергоатом № 12, декабрь 2009, с. 6-11.
9. 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.
10. Васильев Б.А., Каманин Ю.Л., Гладков В.В. и др. Совершенствование оборудования реакторных установок на быстрых нейтронах. // Там же, с. 241-245.

ОСВОЕНИЕ И ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС НА ПОВЫШЕННОМ УРОВНЕ МОЩНОСТИ. ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО ПОВЫШЕНИЯ МОЩНОСТИ ДО 110%

Шутиков А.В.

OAO «Концерн Росэнергоатом»

В условиях роста потребительского спроса на электроэнергию одной из возможностей увеличения выработки электроэнергии на действующих АЭС является эксплуатация блоков АС на сверхноминальной мощности.

Проведенные исследования и анализы подтвердили возможность увеличения тепловой мощности РУ выше номинальной за счет использования имеющихся проектных запасов и снижения излишнего консерватизма, с учётом фактических характеристик зафиксированных в процессе эксплуатации.

По инициативе Федерального агентства по атомной энергии в рамках Федеральной целевой программы «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015

года», утвержденной Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.10.2006 №605, проводится реализация ряда мероприятий по увеличению производства электроэнергии на действующих АЭС, стратегической целью которых является обеспечение конкурентоспособности АЭС на федеральном рынке электроэнергии, при безусловном приоритете обеспечения безопасности атомных станций.

С целью реализации данной Федеральной целевой программы в ОАО «Концерн Росэнергоатом» разработан ряд подпрограмм по нескольким направлениям, включая «Повышение тепловой мощности блоков ВВЭР-1000 на 4%», ВВЭР-440 на 7%» и «Повышение тепловой мощности блоков РБМК на 5%».

Основные этапы работ по повышению тепловой мощности блоков АЭС включают в себя:

- обоснование безопасности и установление технических требований к необходимой модернизации;
- проведение модернизации систем и оборудования;
- анализ дополнительного воздействия на окружающую среду;
- проведение испытаний и опытно-промышленную эксплуатацию.

В 2008 году Эксплуатирующая организация совместно с разработчиками проекта РУ и АС разработала и направила в Ростехнадзор заявление на изменение условий действия лицензии на эксплуатацию блока №2 Балаковской АЭС с комплектом документов по обоснованию безопасности повышения тепловой мощности референтных блоков ВВЭР-1000 (блок №2 Балаковской АЭС и блок №1 Ростовской АЭС). Ростехнадзор одобрил предложенный подход по обоснованию безопасности при повышении мощности блоков АЭС и выдал первое разрешение на проведение испытаний при освоении уровня мощности 104% от номинального на блоке №2 Балаковской АЭС. В дальнейшем данный подход был использован при выполнении аналогичных работ на других блоках концерна Росэнергоатом.

Фактически работы по освоению повышенного уровня мощности проводятся в четыре этапа:

- в процессе увеличения мощности реактора от МКУ до номинального уровня при пуске блока после перегрузки топлива;
- на номинальном уровне мощности;
- в процессе ступенчатого повышения мощности реактора выше номинального;
- в ходе освоения и опытно-промышленной эксплуатации на повышенном уровне мощности.

При этом первые из указанных двух этапов являются по сути подготовительными перед началом увеличения мощности РУ выше номинальной. На третьем и четвертом этапах проводится значительный объем дополнительных проверок и испытаний, включая динамические и сепарационные, а также мониторинг эксплуатационных параметров и характеристик систем и оборудования с целью:

- определения соответствия фактических теплотехнических и нейтронно-физических параметров активной зоны реактора требованиям проектной и эксплуатационной документации;
- проверки соответствия фактических параметров и характеристик оборудования и систем АЭС требованиям проекта.

Особое внимание былоделено тепловым балансным испытаниям для подтверждения определения мощности реактора в различных эксплуатационных режимах

с погрешностью менее 2% $N_{\text{ном}}$, а также контролю распределения энерговыделения в активной зоне реактора. Кроме того была необходимость проведения исследования сепарационных характеристик парогенераторов и барабан-сепараторов на повышенном уровне мощности, обусловленная их эксплуатацией практически на предельных параметрах (по паропроизводительности и критериям по влажности пара) и возможности несения генераторами повышенной электрической мощности без существенного изменения теплотехнических характеристик.

В ходе выполнения испытаний были получены следующие результаты:

- нейтронно-физические характеристики активной зоны реактора удовлетворяют требованиям по безопасности эксплуатации АЭС и соответствуют расчетным данным (Рис. 1);
- в ходе увеличения мощности реактора выше номинального и освоения повышенного уровня мощности не были превышены эксплуатационные пределы по технологическим и нейтронно-физическим параметрам;
- теплотехнические параметры оборудования и систем не превышают установленных в эксплуатационной документации значений;
- получен большой объем экспериментальных данных об изменении параметров первого и второго контуров, о работе основных регуляторов блока, технологических защит и блокировок в процессе ступенчатого повышения мощности РУ выше номинальной;
- определены сепарационные характеристики парогенераторов и барабан-сепараторов на повышенном уровне мощности. Установлено, что в диапазоне значений номинально регулируемого уровня котловодной воды массовая влажность пара на выходе из па-

рогенераторов и барабан-сепараторов не превышает нормированной величины 0.2 %;

- подтверждено, что пропускная способность конденсатно-питательного тракта является достаточной для устойчивой эксплуатации блоков на повышенном уровне мощности;
- выполнены исследования поведения блока в режимах отключения и подключения ГЧН;
- в переходных динамических режимах подтверждена безопасная, надежная и устойчивая работа оборудования и систем блока, технологические защиты, блокировки и сигнализация работали в соответствии с проектом;
- подтверждена надежность средств контроля, измерения, регистрации и отображения параметров;
- прирост электрической мощности составил от 32 до 50 МВт на блок, в зависимости от типа РУ.

На сегодняшний день по результатам проведенных испытаний находятся в опытно-промышленной эксплуатации на повышенном уровне мощности:

- блоки 2, 3, 4 Балаковской и блок 1 Ростовской АЭС на мощности 104% от номинальной;
- блок 1 Курской АЭС на мощности 105% от номинальной.

До конца 2010 года планируется перевести в опытно-промышленную эксплуатацию на повышенном уровне мощности:

- блоки 3, 4 Кольской АЭС на мощности 107% от номинальной;
- блок 1 Балаковской и блок 3 Калининской АЭС на мощности 104% от номинальной (Рис. 2);
- блок 2 Курской и блок 2 Ленинградской АЭС на мощности 105% от номинальной (Рис. 3).

Работы по повышению тепловой мощности РУ ВВЭР-1000 до 104% от номинальной явились основой

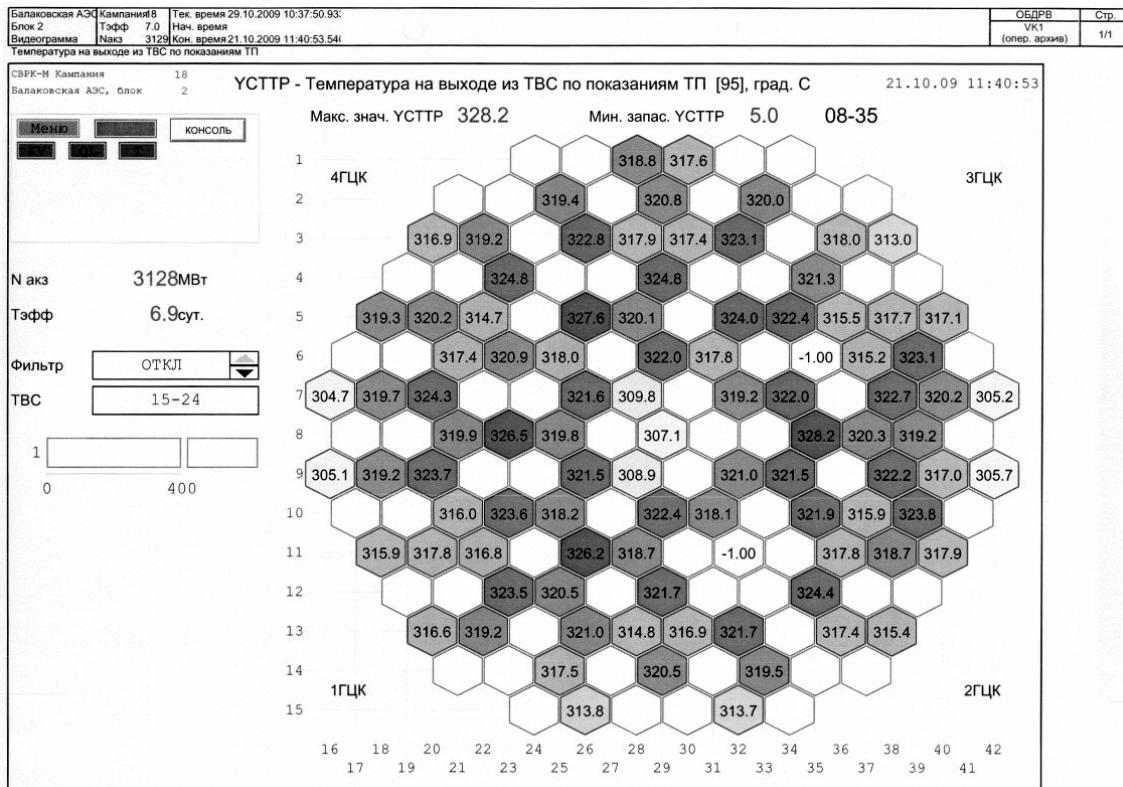


Рис.1. Температура теплоносителя на выходе из ТВС

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Балаковская 2 блок (пилотный)		НИОКР, модернизация	104%			
Волгодонская 1 блок (пилотный)		НИОКР, модернизация		104%		
Балаковская 3 блок			НИОКР (Р), модернизация	104%		
Балаковская 4 блок			НИОКР (Р), модернизация	104%		
Балаковская 1 блок			НИОКР (Р), модернизация		104%	
Калининская 1 блок				НИОКР, модернизация	104%	
Калининская 2 блок				НИОКР (Р), модернизация	104%	
Калининская 3 блок				НИОКР (Р), модернизация	104%	
Кольская 4 блок (пилотный)			НИОКР, модернизация		107%	
Кольская 3 блок			НИОКР (Р), модернизация		107%	

Рис. 2. График повышения мощности АЭС с ВВЭР-1000 до 104% и ВВЭР-440 до 107%

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Курская блок 1 (пилотный)		НИОКР, модернизация	105%					
Курская блок 2			НИОКР (Р), модернизация	105%				
Ленинградская блок 2			НИОКР (Р), модернизация	105%				
Ленинградская блок 3				НИОКР, модернизация	105%			
Ленинградская блок 4					НИОКР, модернизация	105%		
Курская блок 3					НИОКР, модернизация	105%		
Смоленская блок 1			НИОКР, модернизация		105%			
Курская блок 4				НИОКР, модернизация		105%		
Смоленская блок 2				НИОКР (Р), модернизация		105%		
Смоленская блок 3				НИОКР (Р), модернизация			105%	

Рис. 3. График повышения мощности АЭС с РБМК-1000 до 105%

для проведения исследования дальнейшего максимально возможного повышения тепловой мощности РУ ВВЭР-1000.

В рамках продолжения работ по повышению эффективности деятельности ОАО «Концерн Росэнергоатом» на ближайшие 3-4 года определены дальнейшие шаги по увеличению производства электроэнергии за счет дальнейшего повышения мощности на действующих блоках АЭС.

По поручению «Концерна Росэнергоатом» ОАО «ВНИИАЭС» совместно с разработчиками проектов РУ и АС выполнил «Анализ технических возможностей и экономической целесообразности увеличения тепловой мощности на блоке №4 Балаковской АЭС до 107%÷112%». Результаты данного анализа показали принципиальную возможность работы блока на мощности 107%÷110% от номинального уровня. На

основании выполненного анализа разработан «План организационно-технических мероприятий по увеличению тепловой мощности реактора пилотного блока №4 Балаковской АЭС до 107-110% Нном в 18-месячном топливном цикле».

Основными направлениями работ при реализации данного плана мероприятий являются:

- определение дополнительного объема НИОКР для обеспечения надежной эксплуатации РУ на повышенной мощности;
- аттестация новых методических подходов по обоснованию безопасности со снижением принятого ранее проектного консерватизма;
- обоснование безопасности для модернизации основного оборудования РУ и машзала;
- проведение модернизации основного и вспомогательного оборудования РУ (с возможной заменой ге-

нератора), систем контроля и управления реактором и доработка системы регулирования турбины.

По результатам испытаний и опытной эксплуатации на уровне мощности 107% будет принято решение о дальнейшем повышении мощности до 110% Нном.

Конечной целью реализации данных мероприятий является опытно-промышленная эксплуатация блока № 4 Балаковской АЭС на уровне мощности 110% от номинальной и распространении данного опыта на другие блоки АЭС с реакторами ВВЭР-1000.

Использование результатов работ по повышению мощности блоков АЭС не ограничивается только применением их на действующих блоках «Концерна Росэнергоатом», но и будет использовано при разработке новых проектов АЭС, таких как АЭС-2006 и ВВЭР ТОИ (типовой, оптимизированный, информативный).

БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОНОМИКА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ

Билей Д.В.
НАЭК «Энергоатом»

Финансовый кризис и связанное с ним снижение энергопотребления стали причиной пересмотра планов НАЭК «Энергоатом» по производству электроэнергии. Поскольку основным источником финансовых ресурсов компаний являются средства за отпущенную на энергорынок электроэнергию, плановое снижение выработки привело к недополучению 5,4% денежных средств. Поэтому с целью максимально эффективного и экономного использования имеющихся ресурсов в «Энергоатоме» четко определили приоритетность реализуемых программ.

Одним из таких приоритетов в деятельности НАЭК «Энергоатом» стало продление эксплуатации АЭС. Пилотными по этой программе определены энергоблоки №№ 1 и 2 Ровненской, а также энергоблок № 1 Южно-Украинской АЭС, проектные сроки которых истекают соответственно в 2010, 2011 и 2012 годах.

Мы решили обратить ситуацию со снижением спроса на электроэнергию в свою пользу, сделав акцент на проведении реконструктивных работ и выполнении необходимых для продления сроков эксплуатации программ повышения безопасности АЭС. Так, длительность ремонта на первом блоке Ровненской АЭС – это наш самый старый блок с реактором ВВЭР-440 – превысила 430 суток. За это время выполнили работы, которые на порядок повысили уровень его безопасности, завершили оценку технического состояния и переназначения ресурса для всех критических элементов. Фактически закончены работы по оценке технического состояния и переназначению ресурса для всех критических элементов энергоблока № 2 РАЭС.

Всё это позволяет нам с оптимизмом рассчитывать на принятие положительного решения Государственным комитетом ядерного регулирования Украины (ГКЯРУ) о продлении сроков эксплуатации обоих ровненских энергоблоков.

По результатам оценки технического состояния критических элементов принято и 24 декабря 2009 года направлено в Госатомрегулирование решение о целесообразности осуществлении мероприятий по продлению эксплуатации первого энергоблока Южно-Украинской АЭС. Начата разработка отчета по периодической пе-

реоценке безопасности, которую мы планируем завершить в декабре 2011 года.

Безопасность по мировым стандартам

Наивысший приоритет в деятельности НАЭК «Энергоатом» – повышение безопасности действующих энергоблоков АЭС. В компании создана и действует система планирования и управления реализацией мероприятий по повышению безопасности и модернизации. В прошлом году продолжалось осуществление программы модернизации и повышения безопасности энергоблоков Х-2/Р-4, Сводной программы повышения безопасности энергоблоков АЭС Украины, а также работ по программе продления сроков эксплуатации энергоблоков №№ 1, 2 РАЭС и № 1 ЮУАЭС.

Не все идет гладко, по некоторым мероприятиям компания вынуждена переносить сроки реализации. Основные причины – нехватка финансирования из-за недостаточного тарифа на электроэнергию АЭС (в 2,6 раза ниже, чем у ТЭС) и задержка в выборе и поставках оборудования.

Программа модернизации и повышения безопасности ХАЭС-2 и РАЭС-4, прошедшая экспертизу западных специалистов, финансируется за счет кредитов ЕБРР (Европейского банка реконструкции и развития) и Евротома. Ее реализация позволит привести уровень безопасности энергоблоков Х-2/Р-4 в соответствие с новыми нормативными требованиями. По мнению представителей Еврокомиссии, четкое выполнение программы является залогом успешной реализации Сводной программы повышения безопасности украинских АЭС, цель которой:

- доведение уровня безопасности всех отечественных блоков до уровня, соответствующего международным требованиям по безопасности;
- приведение уровня безопасности всех блоков к уровню Х-2/Р-4;
- выполнение обязательств перед международными организациями по повышению безопасности;
- продление срока эксплуатации действующих блоков АЭС.
- Программа прошла экспертизу ГКЯРУ и международной экспертной организации «РИСКАУДИТ». Предполагаемая стоимость ее реализации составит около 1,4 млрд. евро.

Тарифная недостаточность

Тариф на электроэнергию атомных станций – 15,83 коп/кВт · ч – один из самых низких в Украине. Он почти в три раза меньше «теплового» и в 7,7 раза – «зеленых» тарифов. Значительная доля АЭС в энергобалансе страны позволяет удерживать на сравнительно низком уровне оптовую рыночную цену (около 30 коп/кВт · ч) и тариф для населения (24,36 коп/кВт · ч). С одной стороны, именно атомная энергетика вносит весомый вклад в стабилизацию экономики, а с другой, недопустимо низкий тариф на электроэнергию АЭС не позволяет самой атомной энергетике развиваться, а по некоторым направлениям даже нормально функционировать.

Приведу несколько цифр по имеющемуся тарифному дефициту:

- снижение объемов отпуска атомными станциями электроэнергии в ОРЭ (оптовом рынке электроэнергии) приводит к дефициту товарной продукции на 253 млн. грн.;
- дефицит по свежему ядерному топливу составляет 284,4 млн. грн., по вывозу отработавшего – 85,5 млн. грн.;



Южно-Украинская АЭС

- на продление срока эксплуатации, в первую очередь, первого и второго блоков Ровненской АЭС, модернизацию и повышение безопасности дефицит – 293 млн. грн.;
- оплата процентов по кредитам не была включена в тариф в полном объеме, дефицит средств составляет 252 млн. грн.;
- дефицит фонда оплаты труда с начислениями составляет 206 млн. грн.;
- не учтено увеличение амортизационных средств в объеме 341 млн. грн., за счет которых планируется профинансировать подготовительные работы по строительству третьего и четвертого блоков ХАЭС (дефицит – 60 млн. грн.);
- строительство ОРУ-750 кВ (дефицит – 54 млн. грн.), брызгальных бассейнов Южно-Украинской АЭС (дефицит – 80 млн. грн.);
- непроизводственное строительство (дефицит – 65 млн. грн.);
- физическая защита ядерных установок (дефицит – 42 млн. грн.);
- другие капитальные вложения (дефицит – 40 млн. грн.).

В тарифе не учтены дополнительные средства на оплату налога на прибыль и дивидендов (дефицит – 1 302,2 млн. грн.). Дефицит средств на ремонтные работы составляет 1 687 млн. грн., а на эксплуатационные – 196 млн. грн. Средства на создание фонда ядерно-топливного цикла не предусмотрены в тарифе вообще. В течение 2008–2009 гг. годовая сумма в тарифе составляла 230 млн. грн. Дефицит по другим статьям тарифа равен 617 млн. грн. (общегосударственная целевая экологическая программа – 167 млн. грн., аварийная готовность и реагирование – 34 млн. грн. и проч.). Общий дефицит средств на 2010 год составляет 5 494 млн. грн. Для учета текущей потребности НАЭК «Энергоатом» в финансировании расходов производственной, инвестиционной и социальной программ компаний в 2010 году в полном объеме необходимо повышение тарифа с 15,83 до 23,00 коп./кВт · ч. Специалисты НАЭК «Энергоатом» подготовили и подали необходимые расчеты в Национальную комиссию регулирования электроэнергетики.

В заключение хочу отметить, что успех и своевременность выполнения мероприятий по повышению безопасности, реконструкции, модернизации и продлению сроков эксплуатации АЭС, строительству новых мощностей и решению других важных задач зависят от наличия ресурсов и, прежде всего, финансовых. Но, несмотря на вызванные кризисом экономические трудности, коллектив украинских атомщиков, осознавая свою ответственность за энергетическую безопасность страны, продолжает добросовестно выполнять возложенные на него обязанности.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАДИАЦИОННОЙ ПРОЧНОСТИ КОРПУСОВ И ВНУТРИКОРПУСНЫХ УСТРОЙСТВ АЭС С ВВЭР

*Карзов Г.П.
ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей»*

Следует отметить, что, говоря о прочности конструкций, мы очень часто не отдаем себе достаточно четкого отчета в том, какое содержание вкладывается в это понятие. Если опираться на житейские представления, то наиболее прочной должна считаться та конструкция, которая может выдержать наибольшую нагрузку. К сожалению, на практике, как правило, это положение не подтверждается, особенно если речь идет о конструкциях, предназначенных для длительной эксплуатации и работающих под воздействием целого комплекса механических нагрузок, термических и физических полей. Именно к этой категории конструкций и относятся практически все элементы оборудования первого контура ядерных энергетических установок.

Для таких сложных случаев требуется существенное уточнение понятия прочности, что может быть сделано на основании использования термина, обозначающего противоположный процесс, – процесс разрушения. Действительно, если разрушение – это реальный физический процесс, определяющийся совокупностью воз-

действующих на материал конструкции механических и физических факторов, то прочность – это свойство конструкции, состоящее в том, что за весь период эксплуатации и при всех видах эксплуатационных воздействий в ней не возникает фактов недопустимого уровня разрушения, приводящих к нарушению служебных характеристик конструкции. Иными словами, чтобы обеспечить прочность конструкции, надо не допустить ее разрушения. Чтобы этого добиться, мы должны сформировать систему противодействия разрушению, реализуемую на всех этапах создания и жизни конструкции, – проектирования, изготовления и эксплуатации. Разработка и практическая реализация такой системы – это сложный и долговременный технический процесс, который формируется и осуществляется на протяжении всего периода создания и эксплуатации однотипных изделий, близких по своей конструкции назначению и условиям работы.

Корпус атомного реактора является именно той конструкцией, для обеспечения прочности которой создается и совершенствуется система предотвращения разрушения, охватывающая все вышеуказанные этапы. В основе этой системы лежит углубленное изучение и анализ процессов возможного разрушения корпуса реактора с учетом деградации свойств металла под воздействием эксплуатационных факторов.

Постановка барьеров на пути разрушения начинается уже при проектировании. Уровень действующих напряжений, включая зоны их концентрации (например, в районе патрубков), выбирается таким образом, чтобы за весь период эксплуатации ни в одной точке корпуса не образовалось усталостных трещин и чтобы при возможных перегрузках не произошло недопустимых пластических деформаций, приводящих к нарушению герметичности фланцевого разъема. Выбор материала производится таким образом, чтобы его прочностные характеристики и сопротивление различным видам разрушения не изменялись недопустимым образом в процессе эксплуатации в результате длительного теплового воздействия и нейтронного облучения.

Следует отметить, что все эти решения принимаются на основании расчетных оценок, производимых в соответствии с принятыми на данный момент расчетными методиками. От того, насколько они точно отражают действительные ситуации, зависит правильность принятых решений. И тут необходимо отдавать себе отчет, что наши знания далеко не всегда полны и не позволяют достаточно точно описать реальные процессы возникновения и развития разрушения. Для инженерной практики это, надо сказать, часто встречающаяся ситуация, поэтому искусство проектирования состоит именно в том, чтобы находить правильные решения при недостаточном объеме имеющейся информации. Именно поэтому при расчетах прочности на стадии проектирования вводится соответствующая система коэффициентов запаса и разрабатываются требования к свойствам используемых материалов, а также качеству изготовления конструкции.

Тем не менее, в настоящее время на основании существующих знаний можно уже достоверно утверждать, что решающую роль в обеспечении безопасности эксплуатации корпуса реактора играет его сопротивление хрупкому разрушению, которое зависит от размера возможных исходных технологических дефектов металла и от темпа окрупчивания металла корпуса (основного и

металла сварных швов) в условиях нейтронного облучения и теплового старения в процессе эксплуатации. Этот результат позволяет разрабатывать и последовательно реализовывать систему противодействия разрушению корпуса реактора.

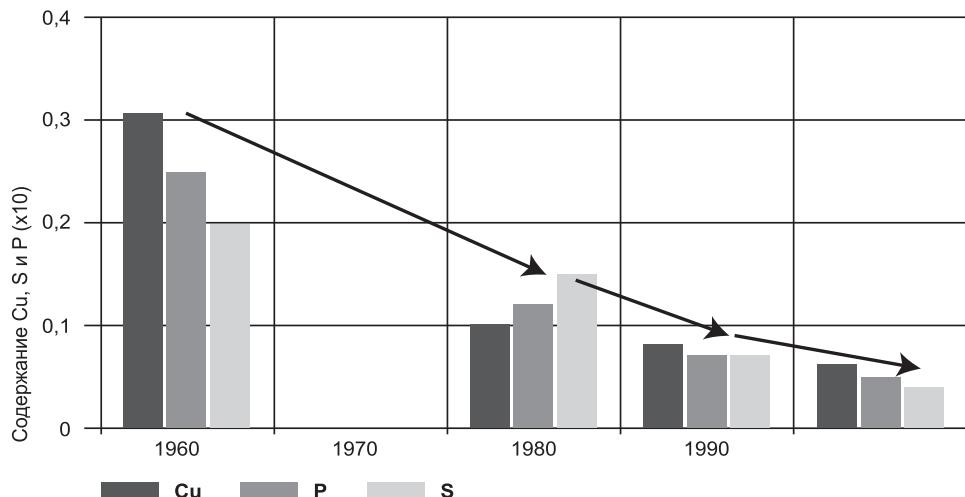
На стадии проектирования, по существу, закладываются основы этого процесса:

- принимаются меры для снижения концентрации напряжений, интенсивности потока нейtronов на стенку корпуса реактора;
- производится модернизация систем реакторной установки с целью исключения наиболее неблагоприятных аварийных режимов нагружения;
- формируются требования к материалам корпуса реактора, производится их выбор с целью обеспечения максимально возможной стабильности под воздействием эксплуатационных факторов.

Следующий этап разработки и реализации системы противодействия разрушению начинается на стадии изготовления изделия. Корпус реактора для АЭС большой мощности – это весьма крупная конструкция, состоящая из толстостенных цилиндрических поковок (обечаек), соединенных кольцевыми сварными швами. Для изготовления поковок необходимо получать слитки весом 205–290 тонн. Вес поковок – от 90 до 140 тонн, толщина их стенки – 250–500 мм.

Теперь, когда выпущен проект корпуса реактора, в котором в соответствии с существующим уровнем знаний предусмотрены все меры для предотвращения преждевременного возникновения разрушения, необходимо при изготовлении этих массивных изделий обеспечить заданное качество металла и придать ему такие свойства, которые гарантируют его высокое сопротивление возможным видам разрушения при эксплуатации.

При изготовлении происходит фактическое обеспечение прочности и долговечности корпуса реактора, ибо разрушаться будет материал корпуса, а не чертежи, по которым он изготовлен. Именно поэтому по мере накопления опыта происходит непрерывное совершенствование материалов и технологий изготовления таких ответственных и сложных конструкций, какими являются корпуса атомных реакторов. Эти материалы и технологии, созданные на базе многолетнего опыта изготовления и эксплуатации атомных энергетических установок, фактически являются национальным достоянием страны, производящей и экспортирующей атомное энергетическое оборудование. В связи с этим совершенно недопустимо формирующееся в нашей стране пренебрежительное отношение к исключительно важному аспекту надежности, безопасности и технического уровня атомных энергетических установок. Почему-то считается, что по нашим проектам мы можем заказывать оборудование в других странах, где стоимость его производства меньше, например, в Корее, Китае, Японии. Надо сказать, что этот мимолетный, сиюминутный экономический выигрыш в большом интервале времени обернется, как минимум, частичным снижением технического уровня отечественного производства и, как следствие, уровня научных и технических разработок. Вслед за этим неизбежно падение конкурентоспособности отечественной продукции и вытеснение ее с мирового рынка. Наверное, не надо объяснять, что это приведет к грандиозным экономическим потерям, совершенно несравнимым с полученной ранее краткосрочной выгодой.



Снижение содержания примесей за счет совершенствования технологии выплавки

Вспомним, как происходило совершенствование технологии и материалов при изготовлении корпусов реакторов типа ВВЭР.

Для производства первой и последующих серий корпусов реакторов ВВЭР-440 была применена сталь 15Х2МФА категории прочности КП-40 (это обозначение показывает, что уровень предела текучести стали при рабочей температуре составляет не менее 40,0 кгс/мм²). Тогда еще не было опыта создания высокорадиационных сталей, так как не было и опыта эксплуатации атомных реакторов. При создании стали исходили из условия получения максимальной стабильности ее характеристик и, в первую очередь, критической температуры хрупкости при длительных тепловых выдержках. Испытания опытных партий стали и ее сварных швов после облучения в исследовательских реакторах показали их исключительно высокую радиационную стойкость. Однако последующая эксплуатация корпусов реакторов и испытания первых партий образцов-свидетелей выявили, что радиационная стойкость промышленных плавок стали и в особенности металла сварных швов оказалась значительно ниже.

Выполненный комплекс исследований позволил установить влияние содержания примесей, таких как Cu и P, на радиационную стойкость металла. Это потребовало значительного усовершенствования технологии производства, включающего также и модернизацию металлургического оборудования.

Переход на производство корпусов ВВЭР-1000 потребовал увеличения прочности стали до КП-45, а также увеличения веса поковок и толщины стенки обечаек. Для достижения этого результата была создана новая сталь 15Х2НМФА, которая обладала более высокой прочностью и возможностью получения заданных свойств в больших сечениях.

Одновременно была произведена коренная модернизация металлургического производства с целью снижения примесей в металле поковок и обеспечения возможности термической обработки заготовок большой массы. Накопленный опыт эксплуатации и результаты испытаний образцов-свидетелей установили негативное влияние никеля на радиационную стойкость стали. Это привело к необходимости разработки модернизированных материалов, обладающих более высокой радиационной стойкостью.

Внедрение передовых научных разработок позволило создать за этот период на ижорских заводах целый металлургический и технологический комплекс, обеспечивающий высокое качество металла в крупных поковках большого сечения. В настоящее время этот комплекс является единственным в стране, способным отвечать всем требованиям производства корпусов реакторов большой мощности.

Итак, на стадии изготовления создание барьеров на пути возможного разрушения может быть достигнуто за счет:

- обеспечения заданных механических характеристик и низких исходных значений критических температур хрупкости металла заготовок и сварных швов;
- снижения размеров технологических дефектов металла, что блокирует возникновение усталостного разрушения от случайных факторов;
- обеспечения низкого содержания вредных примесей в металле заготовок и металле сварных швов, что снижает темп деградации свойств металла и, в первую очередь, его сопротивление хрупкому разрушению под воздействием нейтронного облучения и длительных тепловых выдержек.

Несмотря на то, что нами приняты все возможные меры по предотвращению разрушения корпуса реактора, мы должны считать, что коварное разрушение может найти «лазейку» в созданной нами системе обороны. Это может произойти как в результате неточного описания закономерностей рассматриваемых видов возможного разрушения, так и в результате проявления какого-либо неизвестного механизма данного процесса. Как ни печально, но практика эксплуатации атомных энергетических установок подтверждает это. Достаточно вспомнить случай возникновения разрушения коллектора парогенератора ПГВ-440 в зоне переменной ватерлинии, разрушение перемычек коллекторов на парогенераторах ПГВ-1000, тех же коллекторов в районе сварного шва приварки магистрального трубопровода. К счастью, на корпусах реакторов пока ничего похожего не наблюдается, но эти факты побуждают нас к созданию и совершенствованию системы эксплуатационной диагностики. Эта система должна позволять своевременно выявлять факты возникновения разрушений, что позволит вовремя устра-

нить обнаруженные дефекты металла и продолжить эксплуатацию установки.

Не останавливаясь подробно на проблеме создания и осуществления эксплуатационного контроля, следует отметить, что он является неотъемлемой составной частью системы обеспечения безопасности работы атомного энергетического оборудования. Это, во-первых, относится к контролю дефектов металла, позволяющему своевременно выявить факты возникновения и развития разрушения. Другой аспект – контроль изменения свойств металла в процессе эксплуатации, который осуществляется на основании испытаний образцов-свидетелей, подвергаемых воздействию облучения или длительным тепловым выдержкам в зоне реактора, где нейтронное облучение практически отсутствует. Эти испытания, проводимые систематически в течение длительного времени, позволили накопить большой фактический материал, дающий возможность уточнить

наши представления о закономерностях радиационного и теплового охрупчивания, а также провести индивидуальную уточненную оценку безопасного срока службы для каждого корпуса реактора.

Таким образом, создается замкнутая система обеспечения прочности корпусов реакторов на основе изучения механизмов и закономерностей их возможного разрушения, ведется разработка на этой основе уточненных методов расчетной оценки сроков безопасной эксплуатации и последовательной реализации способов противодействия возникновению и развитию разрушения корпусов при их проектировании, изготовлении и эксплуатации. Данная система обеспечивает эволюционное поэтапное совершенствование конструкции корпусов реакторов, технологии их изготовления и условий эксплуатации с целью повышения сроков безопасной работы.

Одним из таких способов является проведение отжига корпусов реакторов с целью пусть даже неполного восстановления сопротивления хрупкому разрушению облученного металла корпуса реактора. Эта технология уже была реализована на корпусах реакторов ВВЭР-440, а теперь разрабатывается применительно к корпусам реакторов ВВЭР-1000.

Другим важным результатом действия указанной системы является создание нового поколения высокорадиационно стойких корпусных материалов – корпусных сталей, а также сварочных материалов для выполнения сварных швов и антикоррозионной наплавки. В настоящее время эти материалы проходят фазу промышленного освоения и вскоре могут быть применены в новых проектах АЭС с ВВЭР. Их использование позволит более чем в два раза увеличить допускаемую дозовую нагрузку на стенку корпуса реактора, что даст возможность конструкторам создавать более мощные блоки АЭС без увеличения габаритов корпуса реактора и одновременно повышать проектные сроки их эксплуатации не менее чем до 80 лет.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ОТЖИГА КОРПУСОВ РЕАКТОРОВ ВВЭР-1000

Штромбах Я.И.,
РНЦ «Курчатовский институт»

Подобные отжиги были успешно проведены для корпусов реакторов (КР) ВВЭР-440, однако различия в химическом составе и механизмах радиационного охрупчивания потребовали для корпусов реакторов ВВЭР-1000 поиска новых режимов восстановительного отжига.

В РНЦ «Курчатовский институт» в 2007–2009 годах в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы» разработаны и обоснованы режимы отжига, дающие возможность практической реализации технологии продления срока службы корпусов реакторов. Экспериментальная оценка эффективности осуществления восстановительных отжигов корпусов реакторов ВВЭР-1000 была проведена на основании результатов механических испытаний и структурных исследований материалов основного металла и сварного шва с высоким содержанием никеля в следующих состояниях: после первичного облучения в условиях, аналогичных условиям эксплуатации корпуса реактора (результаты образцов-свидетелей), отжига по выбранному режиму и повторного ускоренного облучения до флюенса, соответствующего продленному сроку службы до 60 лет и более.

Установлено, что выбранный режим восстановительного отжига обеспечивает возврат структурного состояния и свойств материалов практически к уровню исходного состояния. Кроме того, повторное после отжига ускоренное облучение образцов в исследовательском реакторе до флюенса, соответствующего требуемому продленному сроку службы, сопровождается более низким темпом радиационного охрупчивания, чем при первичном облучении. Полученные результаты показали, что выбранный режим восстановительных отжигов обеспечивает продленный ресурс проблемных корпусов, примерно соответствующий удвоенному первоначальному ресурсу. Это позволяет избежать расходов, связанных с введением замещающих мощностей.

На рисунках 1 и 2 приведены экспериментальные данные по изменению сдвига температуры хрупкости и плотности радиационно-индуцированных структурных составляющих сварного шва КР ВВЭР-1000 блока № 1 Балаковской АЭС.

Из рисунка видно, что темп радиационного охрупчивания сталей коррелирует с темпом накопления радиационно-индуцированных изменений структуры: резкое уменьшение их плотности в процессе восстановительного отжига ведет к практически полному восстановлению свойств сварного шва. Повторное ускоренное облучение вновь приводит к появлению радиационно-индуцированных наноразмерных структурных составляющих. Однако существенно меньшая суммарная плотность наноразмерных преципитатов и дислокационных петель, образовавшихся в процессе повторного облучения, по сравнению с первичным облучением и обусловила меньший темп повторного радиационного охрупчивания.

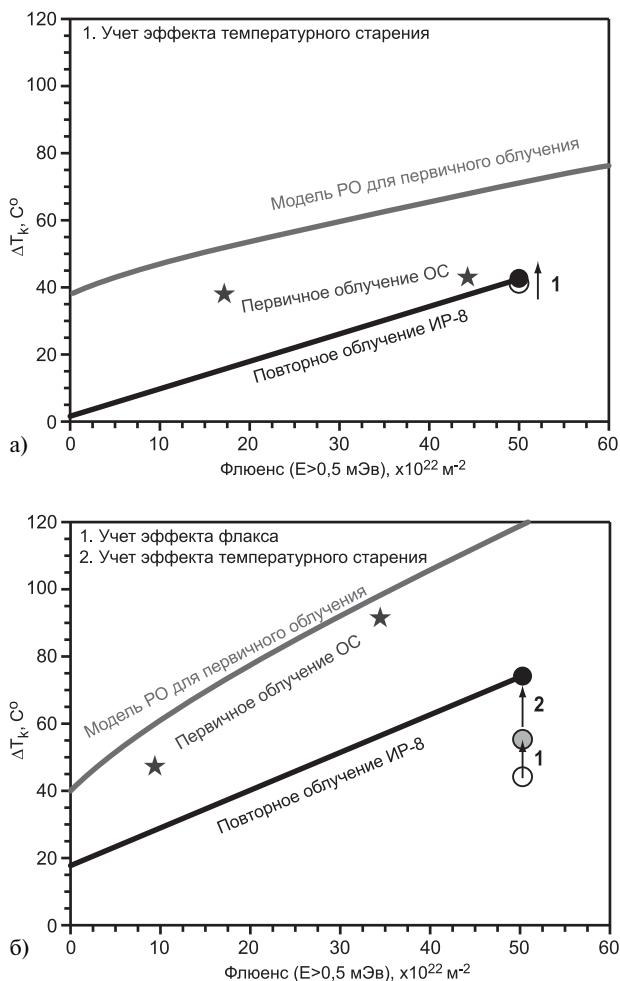


Рис. 1. (а, б). Сравнение первичного и повторного радиационного охрупчивания основного металла (а) и сварного шва (б) корпуса реактора ВВЭР-1000 с учетом эффекта флакса и температурного старения

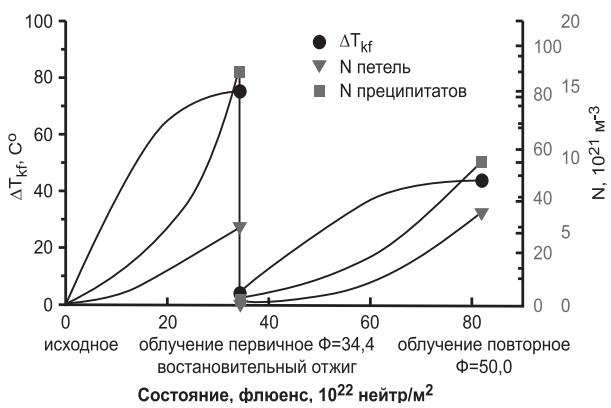


Рис. 2. Схема изменения «радиационной части» температуры хрупкости и плотности радиационно-индуцированных структурных составляющих сварного шва ВВ ЭР-1000

По результатам работы получен патент «Способ восстановления физико-механических свойств металла корпусов реакторов ВВЭР-1000».

В настоящее время ОАО «Концерн Росэнергоатом» с участием ведущих организаций – ОКБ «Гидропресс», РНЦ «Курчатовский институт», ЦНИИ КМ «Прометей», ЦНИИТМАШ – разработана программа по продлению срока службы проблемных блоков с реакторами ВВЭР-1000 с применением технологии отжига.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ НОВЫХ ТОПЛИВНЫХ СБОРОК И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНЫХ ЦИКЛОВ ДЛЯ АЭС С ВВЭР

Рыжков С.Б., Мохов В.А., Васильченко И.Н., Кушманов С.А., Куракин К.Ю., Медведев В.С.
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

Новое российское топливо – совокупность конструктивных и технологических усовершенствований, проведенных с конца 90-х годов и нашедших оформление в облике тепловыделяющих сборок ТВС-2 (2М) и ТВСА, на базе которых разработаны универсальные топливные циклы, но существенно отличающиеся по конструкции. Здесь речь идет о ТВС-2 (2М), ставшей прототипом для нового проекта ТВС АЭС-2006.

Это топливо разрабатывалось 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 конструкционные решения бесчехловой ТВС-2 (2М) реактора ВВЭР-1000 приведены на рисунке 1 и заключаются в следующем:

- каркас, образованный при помощи сварки ДР и НК;
- НК размером 13x1мм;
- ЦДР высотой 30 мм с толщиной стенки ячейки 0,3 мм, расположенные по пучку с шагом 340 мм;
- твэл с Дн=9,1 мм с различными вариантами исполнения топливного столба;
- съемная головка;
- хвостовик, содержащий АДФ;
- ПР сотового типа;
- длина активной зоны 3680 мм.

В разработке конструкций ТВС-2 (2М) принимали участие следующие организации: ОАО «ТВЭЛ», ОКБ «ГИДРОПРЕСС», ОАО «ВНИИНМ», РНЦ «Курчатовский институт», ОАО «НЗХК», ГНЦ РФ-ФЭИ.

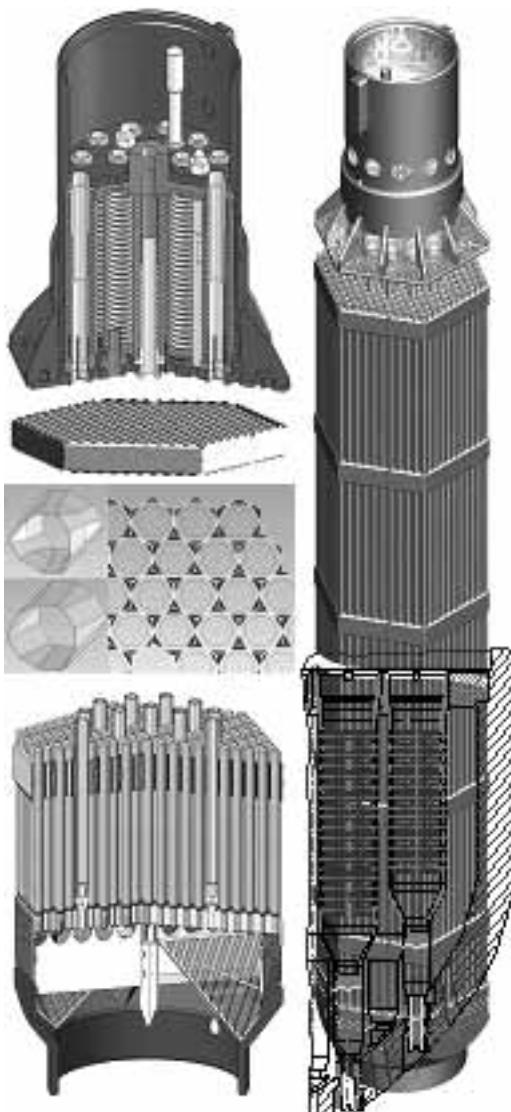


Рис. 1. ТВС-2 (2М)

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 значитель-

ные преимущества по сравнению со всеми другими аналогами и с учетом опыта эксплуатации является базовой для новых проектов РУ с реактором типа ВВЭР-1000.

Некоторые важные конструктивные элементы ТВС-2 (2М) приведены на рисунках 2-4.

Внедрена в эксплуатацию новая ДР с оптимизированной формой ячеек для снижения КГС, в результате чего обеспечивается лучшая совместимость разных ТВС в переходных загрузках.

Внедряются в эксплуатацию антидебризный фильтр и перемешивающая решетка. 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.

Конструкция головки имеет богатый опыт эксплуатации и применена из прототипов. На рисунке 5 показан принцип метода снятия-установки головки, который успешно опробован на заводе-изготовителе и в «горячей» камере. Операция по съему-уставке головки ТВС ручным приспособлением занимает порядка 1-2 минут. На фрагментах рисунка показан цанговый принцип соединения, относящегося к одному НК.

Началу создания ТВС-2 предшествовала ситуация на АЭС с известными проблемами по обеспечению проектного срабатывания аварийной защиты, проблемами с перегрузкой ТВС. Эти проблемы проявились и на так называемых «нержавеющих» кассетах, и на циркониевых типа УТВС.

Первым опытом создания ТВС с жестким каркасом явилось создание ТВСА, где жесткий каркас обеспечивается уголками, связанными жестко с ДР и расположенными на внешнем контуре. Направляющие каналы воспринимающие осевую нагрузку оставались не связанными жестко с ДР.

Жесткий каркас ТВС-2 был создан более простыми конструктивными средствами без заметного изменения внешней конфигурации ТВС.

Важными особенностями ТВС-2 (2М) являются:

1. Преемственность конструкции с существенным улучшением свойства формоустойчивости.

2. Совместимость с предшествующей конструкцией, подтверждённая опытом эксплуатации.

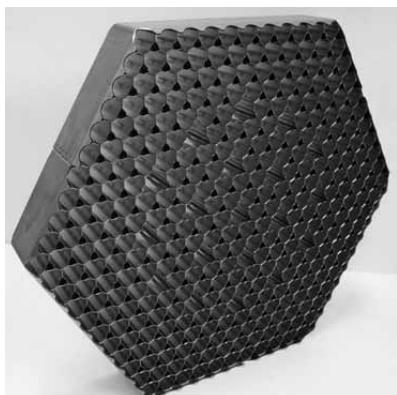


Рис. 2. Модернизированная ДР

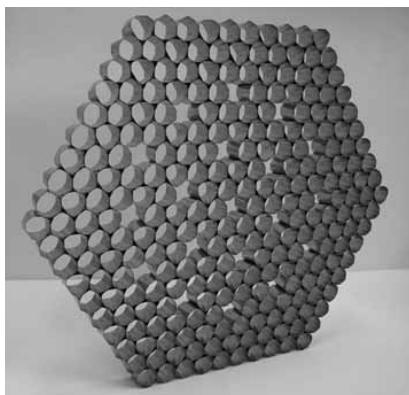


Рис. 3. Сотовая перемешивающая решетка



Рис. 4. Антидебризный фильтр

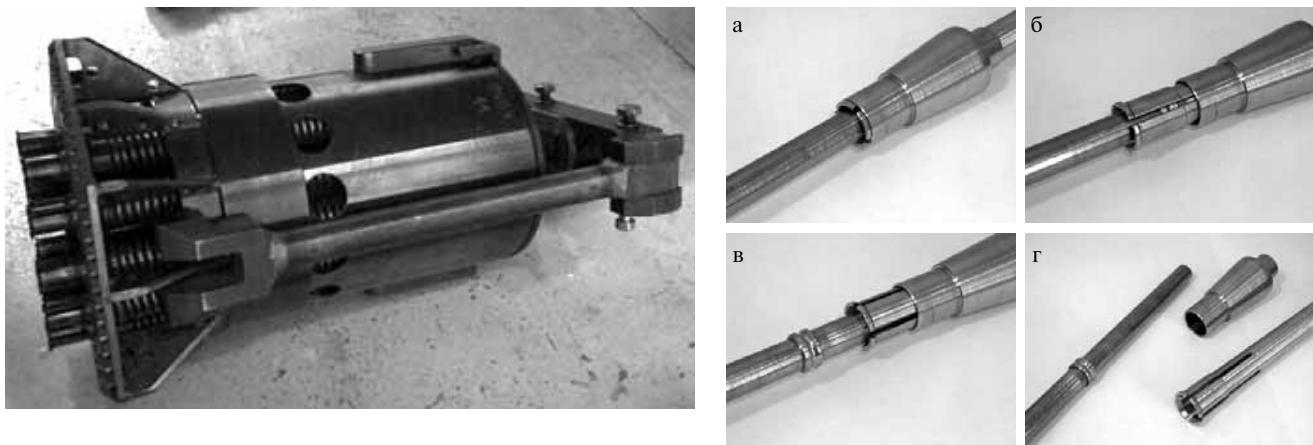


Рис. 5. Этапы выполнения операций по съему-установке головки

3. Достаточная неуязвимость при ТТО.

4. Оптимизированный шаг расположения ДР, обеспечивающий жёсткость ТВС и отсутствие фреттинг-износа твэл.

С целью снижения производственных затрат в настоящее время ведутся работы по унификации узлов ТВС-2 и ТВСА. Предполагается на базе ТВС-2М унифицировать такие элементы, как головка, хвостовик, нижняя решётка, направляющие каналы и их крепление к нижним решёткам.

Первая партия ТВС-2 была установлена на опытно-промышленную эксплуатацию в 2003 году. Для увеличения жесткости в конструкции первой партии содержалось 15 ДР. Следующая модификация содержала уже 12 ДР, расположенных с шагом 340 мм. Этот параметр является важнейшим для конструкции ТВС, так как он обеспечивает необходимую жесткость и надежное дистанционирование. Взаимное расположение ДР в ТВС-2М и ТВС-2 разных модификаций приведено на рисунке 6.

Опытно-промышленная эксплуатация ТВС-2 закончилась в 2006 году на Балаковской АЭС. Основным результатом опытно-промышленной эксплуатации было обеспечение проектной геометрии ТВС, в результате чего была упрощена эксплуатация блоков, упрощен процесс перегрузки.

Количество эксплуатируемых ТВС-2 (2М) на блоках Балаковской и Ростовской АЭС приведено в таблице 1.

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. Достигнута надежность – $1,6 \cdot 10^{-6}$. Достигнут КИУМ – 90%.

За время ОПЭ и в дальнейшем ни одна ТВС не была повреждена в процессе ТТО, что, как минимум, позволяет утверждать, что конструкция ТВС-2 как для существующих блоков, так и для вновь проектируемых является не только формоустойчивой, но и малоуязвимой конструкцией при обращении.

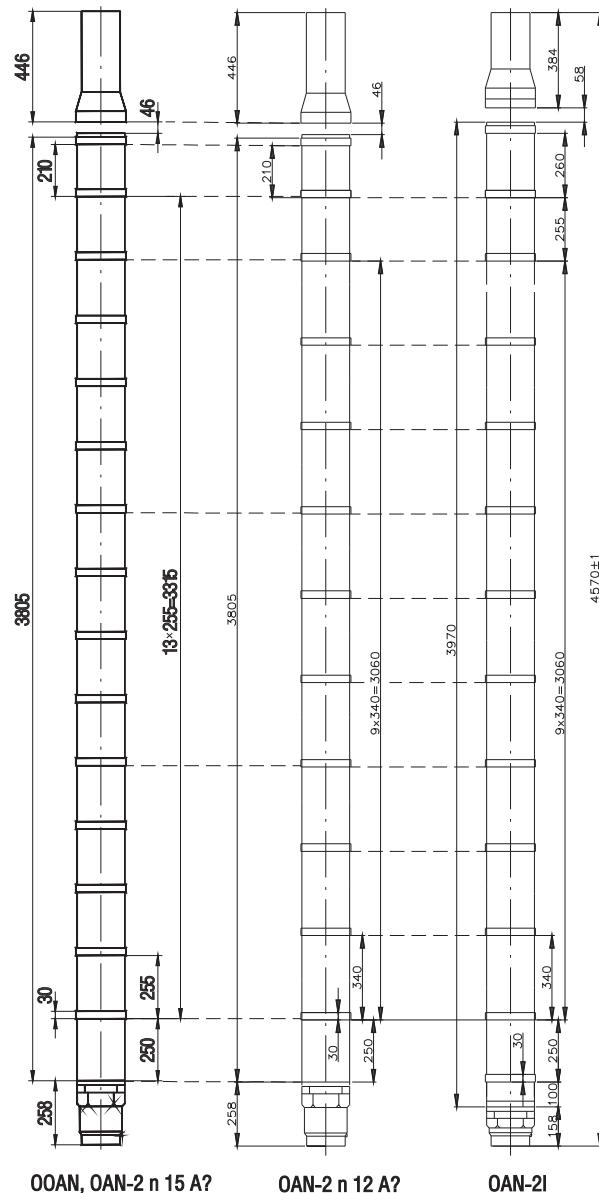


Рис. 6. Расположение ДР в ТВС-2 (2М)

Таблица 1. Количество эксплуатируемых ТВС

Год	Всего	По блокам Балаковской АЭС				По блокам Волгодонской АЭС	
		1	2	3	4	1	2
2003	54	54	-	-	-	-	-
2004	162	54	54	54	-	-	-
2005	217	55	54	54	54	-	-
2006	164	48 (6)	55	-	55	-	-
2007	271	54	48	55	60	54	-
2008	222	- (60)	60	54	-	48	-
2009	427	-	72	72	72	48	- (163)
Всего по состоянию на апрель 2010	1517	331	343	289	241	150	163
Достигнутое максимальное выгорание, МВт·сут/кг U	50,67	50,36	46,90	49,67	50,67	31,20	-

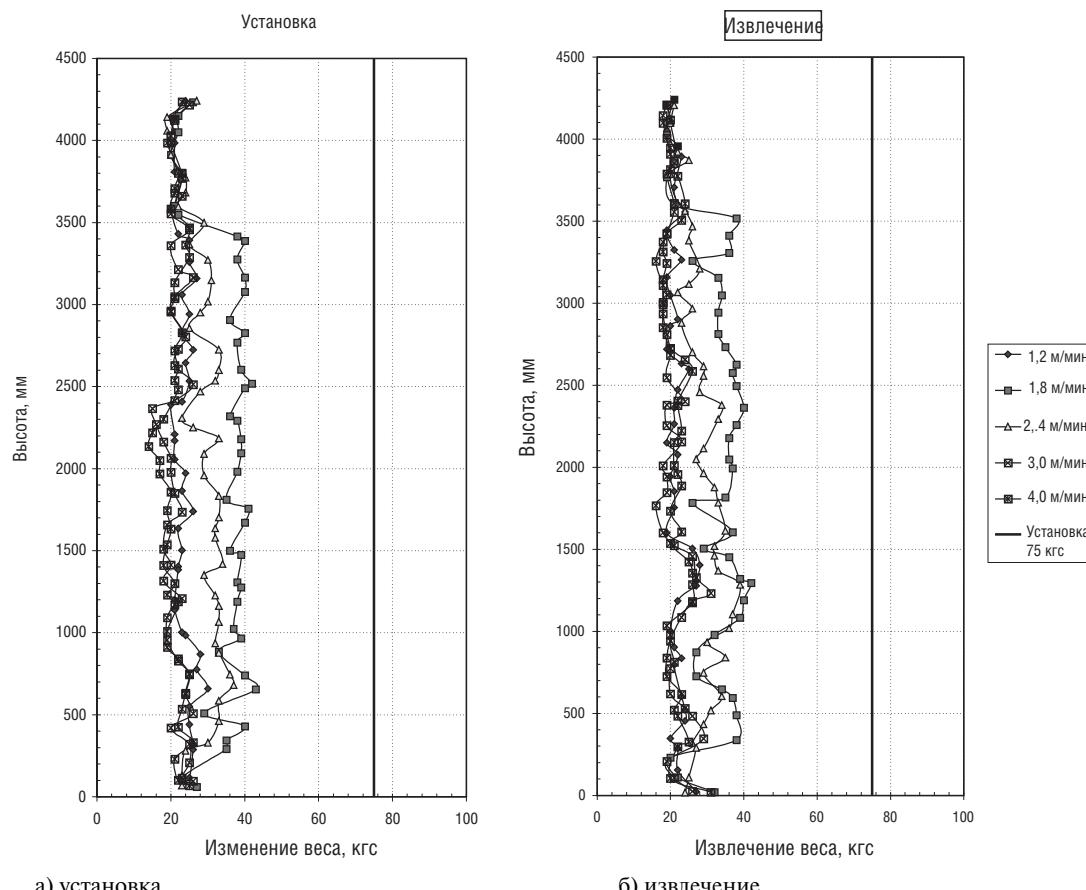
В 2008 году в активной зоне блока № 1 Балаковской АЭС были проведены испытания по перегрузке ТВС с увеличенной скоростью вертикального перемещения от 0,6 до 4,0 м/мин (обоснована в проекте). Результаты испытаний приведены на рисунке 7.

Показана принципиальная возможность перегрузки ТВС с увеличенными скоростями в активной зоне, что позволяет сократить время на перекомпоновку активной зоны. Замечаний к внешнему виду ТВС после проведения испытаний не выявлено. В настоящее время на Балаковской АЭС установлена оптимальная на сегодняшний день скорость вертикального перемещения ТВС в активной зоне – 1,2 м/мин.

Возможность проведения ТТО с топливом с повышенными скоростями обеспечивается конструктивными особенностями жесткого каркаса ТВС-2 (2М) – отсутствием депланации ДР в процессе эксплуатации, а также конструктивными особенностями самих ДР – высота и толщина материала ячеек и обода ДР.

Сила отрыва обода от поля ячеек по данным НЗХК ~ в два раза выше максимально возможного усилия, прикладываемого к ТВС при перегрузке – 225 кгс.

После внедрения конструкции ТВС-2 появилась возможность модернизации топливных циклов. На смену топливному циклу 3×350 эфф. сут. внедряется топливный цикл 3×1,5 года.

**Рис. 7.** Результаты испытаний по перегрузке ТВС с увеличенными скоростями

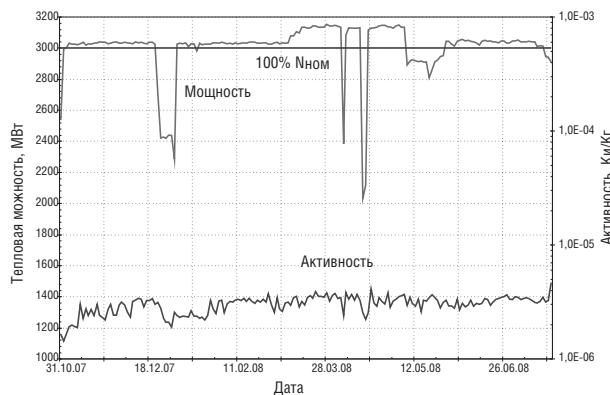


Рис. 8. 16 кампания, работа на 100 % N_{ном}, испытания на 104 % N_{ном}

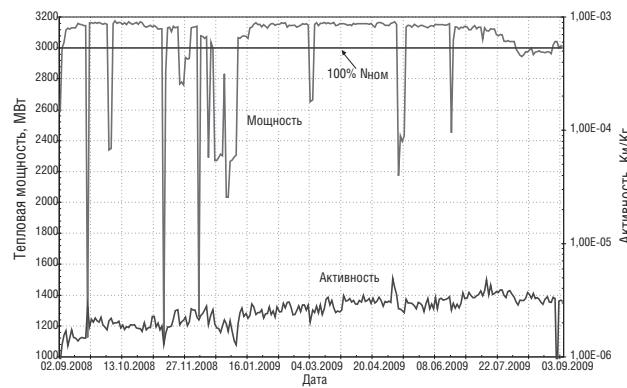


Рис. 9. 17 кампания, работа на 104 % N_{ном}

Одновременно с этим внедряется новый тип ТВС-2 – ТВС-2М. На первой фазе с бланкетами, на второй – без бланкетов. Цель этого перехода – увеличить длительность топливного цикла с одновременным повышением мощности РУ до 104% N_{ном}.

Переход на повышенную мощность до 104% N_{ном} был осуществлен без изменений эксплуатационных ограничений по активной зоне.

На рис. 8 показан график тепловой мощности и активности теплоносителя первого контура блока 2 Балаковской АЭС при проведении испытаний по повышению мощности до 104 %, а на рис. 9 – работа блока 2 на повышенной мощности до 104 % в течение кампании.

Повышение мощности и переход на топливный цикл 3x18 мес. (на примере блоков 1 и 2 Балаковской АЭС) представлено на рисунке 10.

На этом графике показана динамика внедрения ТВС-2М с бланкетами и без бланкетов во взаимосвязи с увеличением длительности кампании и повышением мощности. Показаны сценарии внедрения на блоках № 1 и 2 Балаковской АЭС. Каждый блок имеет свой специфический сценарий.

Теплогидравлические расчеты показали, а опыт измерений подтвердил, что внедрение ТВС-2М не сопровождается существенным изменением расходов через активную зону и РУ. Соответственно, обеспечивается необходимый запас до кризиса теплоотдачи. При переходе к стационарной загрузке он составит 1,57.

С целью обеспечения быстрого перевода блока № 2 Ростовской АЭС на эксплуатацию в 18-месячном топливном цикле на уровне мощности 104% N_{ном} активная зона с первой топливной загрузкой блока № 2 была сразу сформирована из ТВС-2М без бланкетов.

ТВС-2М внедряются на блоке 1 ТАЭС в топливном цикле 4x1 год с мощностью 100% N_{ном}. В дальнейшем блоки 1 и 2 ТАЭС будут переводиться на эксплуатацию ТВС-2М в топливном цикле 3x1,5 года.

Показана принципиальная возможность эксплуатации ТВС-2М в топливном цикле 5x1 год с учетом повышенной неравномерности энерговыделения до K_r=1,65. В таблице 3 приведены основные результаты теплогидравлических анализов при такой неравномерности и показано выполнение основных критериев безопасности.

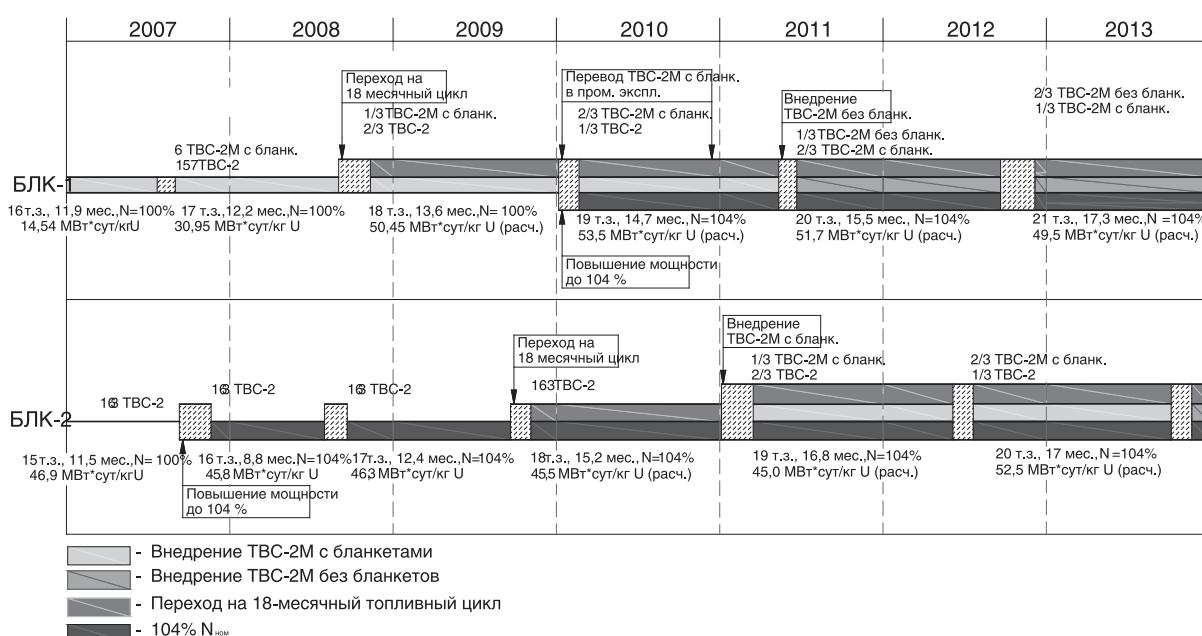


Рис. 10. График повышения мощности и перехода на 18-месячный топливный цикл

Таблица 3. Термогидравлические характеристики 5-годичного цикла

Наименование параметра	Значение	
Коэффициент неравномерности относительной мощности твэлов по активной зоне (максимальный), K_r	1,63	1,65
Инженерный коэффициент по тепловому потоку, $K_q^{\text{инж}}$:		
- для первого периферийного ряда твэлов;	1,15	
- для второго периферийного ряда твэлов;	1,12	
- для остальных твэлов	1,10	
Тепловая мощность реактора, МВт	3120	
Расход теплоносителя через реактор (при температуре входа в реактор), м ³ /ч	83870	
Усредненный расход теплоносителя через ТВС, приведенный к температуре входа в реактор, м ³ /ч (за вычетом протечек теплоносителя 3 %)	469,3	
Температура теплоносителя на входе в реактор, °C	290	
Минимальный коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи, $K_{\text{зап}}$	1,35	1,32

Рассмотрены наихудшие, по результатам обоснования повышения мощности до 104 % $N_{\text{ном}}$, режимы:

- обесточивание АЭС;
- потеря питательной воды во все парогенераторы;
- большие течи теплоносителя в результате разрыва трубопровода ($D_u > 100$ мм, включая разрыв ГЦТ).

С учетом выполненных при повышении мощности до 104% $N_{\text{ном}}$ модернизаций:

1. Кризис теплоотдачи в режимах «Обесточивание АЭС» и «Потеря питательной воды во все парогенераторы» не возникает.

2. В результате вариантовых расчетов режима «Большие течи...» выполняется максимальный проектный предел повреждения твэлов:

- максимальная температура топлива не превышает температуры плавления топлива;
- локальная глубина окисления оболочек твэлов – не более 18 % от первоначальной толщины стенки;
- максимальная температура оболочки твэла не превышает 1200 °C;
- доля окисленного циркония не превышает 1,0 %.

Реализация повышенных неравномерностей энерговыделения на действующих блоках позволит улучшить экономический эффект топливоиспользования.

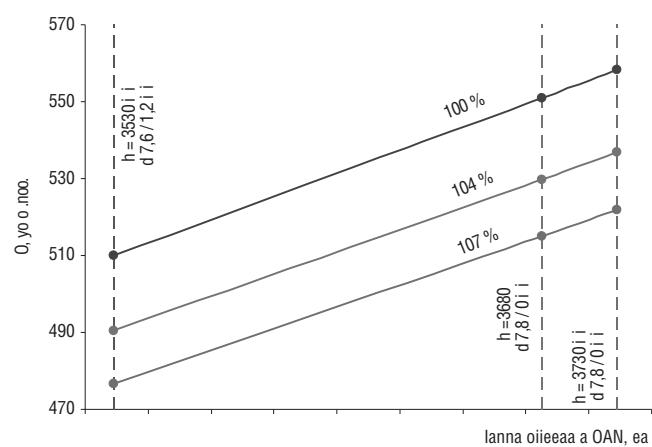
Одним из основных путей модернизации конструкции твэла и ТВС, обеспечивающих реализацию концепции увеличения энерговыработки действующих энергоблоков, является увеличение энергоемкости ТВС. Одним из способов решения данной задачи является увеличение массы загружаемого урана в твэл и ТВС путем изменения высоты топливного столба и геометрии таблетки.

Продолжительность топливного цикла при увеличении ураноемкости для разных уровней мощности в стационарной загрузке с подпиткой 66 (67) ТВС приведена на рисунке 11.

Работы по внедрению увеличенного топливного столба для ВВЭР-1000 начаты в 2006 году установкой на эксплуатацию конструкции ТВС-2М с бланкетами, изменение геометрии таблетки планируется начать в 2011 году с одновременной установкой ТВС-2М без бланкетов на действующие энергоблоки.

В 2009 году осуществлена первая загрузка активной зоны полностью состоящей из ТВС-2М без бланкетов на пускаемом блоке № 2 Ростовской АЭС.

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

**Рис. 11.** Продолжительность топливного цикла

производится модернизация расположения датчиков энерговыделения в активной зоне (рисунок 12).

Начиная с 2011 года на действующих АЭС будет производится 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).

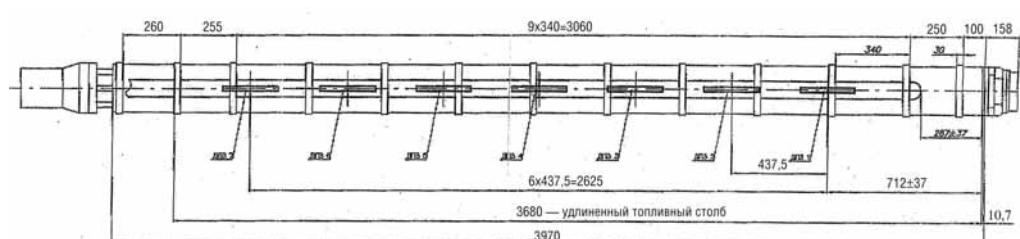
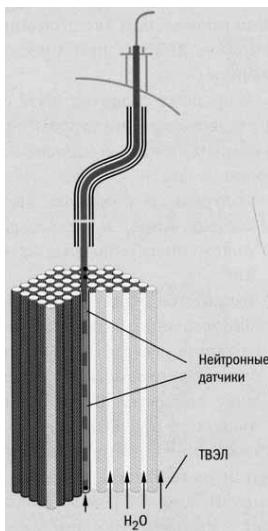
Планируется также совмещение термоконтроля и контроля энерговыделения в активной зоне с помощью КНИТ аналогично современным проектам (зарубежные, АЭС-2006).

Актуальные задачи дальнейшего развития конструкции и топливных циклов:

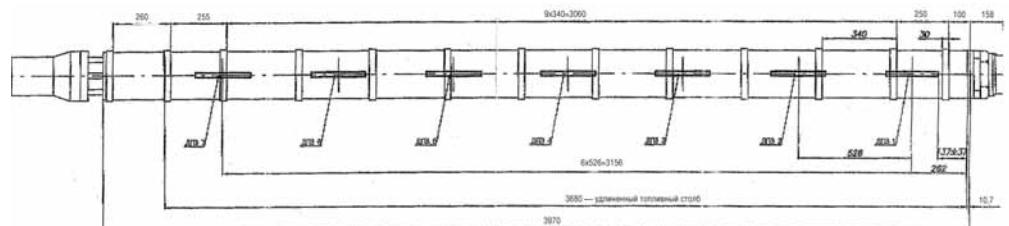
1. Внедрение на опытно-промышленную эксплуатацию ТВС с увеличенной ураноемкостью (применение топливных таблеток $d_{\text{нап}} = 7,8$ мм; $d_{\text{вн}} = 0$ мм);
2. Внедрение новых сплавов (Э110М, Э125, Э635М);
3. Внедрение ТВС с упрощенной возможностью извлечения твэлов;
4. Внедрение перемешивающих решеток;
5. Осевое профилирование топлива и выгорающего поглотителя;
6. Реализация топливных циклов с выгоранием топлива более 60 МВт·сут/кг U

Заключение

Базовая конструкция ТВС-2 (2М) имеет беспроблемный опыт эксплуатации и является надежной основой для дальнейших усовершенствований.



б) Расположение ДПЗ КНИ-5Б относительно границ топлива и ДР ТВС-2М для В-320



а) Внутриреакторный измерительный канал (КНИ), размещенный в ТВС

в) Оптимальный вариант расположения ДПЗ в модернизируемых КНИ по высоте активной зоны ТВС-2М

Рис. 12. Модернизация расположения датчиков энерговыделения в активной зоне

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС С КАНАЛЬНЫМИ РЕАКТОРАМИ

Драгунов Ю.Г., Петров А.А.
ОАО «НИКИИЭТ»

Период 2008-2009 годов характеризовался продолжением широкомасштабной модернизации энергоблоков второго поколения АЭС с РБМК (энергоблоки № 4 Курской АЭС и № 4 Ленинградской АЭС). При этом работы по модернизации КСКУЗ и спецсистем на Курской АЭС были выполнены в рекордно короткие сроки с хорошим качеством.

Основные показатели по АЭС с РБМК за 2009 год следующие:

- энерговыработка – 75382,3 млн.кВт/ч (46,2% от общей выработки);
- коэффициент использования установленной мощности – 78,23%;
- коэффициент эксплуатационной готовности – 80,41%;
- количество нарушений – 13 (за 2008 год – 18);
- количество остановов со срабатыванием аварийной защиты – 7 (за 2008 год – 4).

Основные работы на энергоблоках АЭС с РБМК, выполненные за 2008-2010 года при участии специалистов ОАО «НИКИИЭТ»:

- выполнение работ по модернизации и реконструкции энергоблоков № 4 Курской АЭС и № 4 Ленинградской АЭС;
- разработка ОУБ по энергоблокам № 1 Смоленской АЭС и № 3 Ленинградской АЭС;
- проведение работ по продлению срока эксплуатации энергоблока № 3 Ленинградской АЭС;
- подготовка обоснований возможности эксплуатации энергоблоков № 2 Курской АЭС, № 2 и № 3 Ленинградской АЭС на мощности 105% от номинальной;

- проведение испытаний энергоблоков № 1 и № 2 Курской АЭС и № 2 Ленинградской АЭС на повышенной мощности.

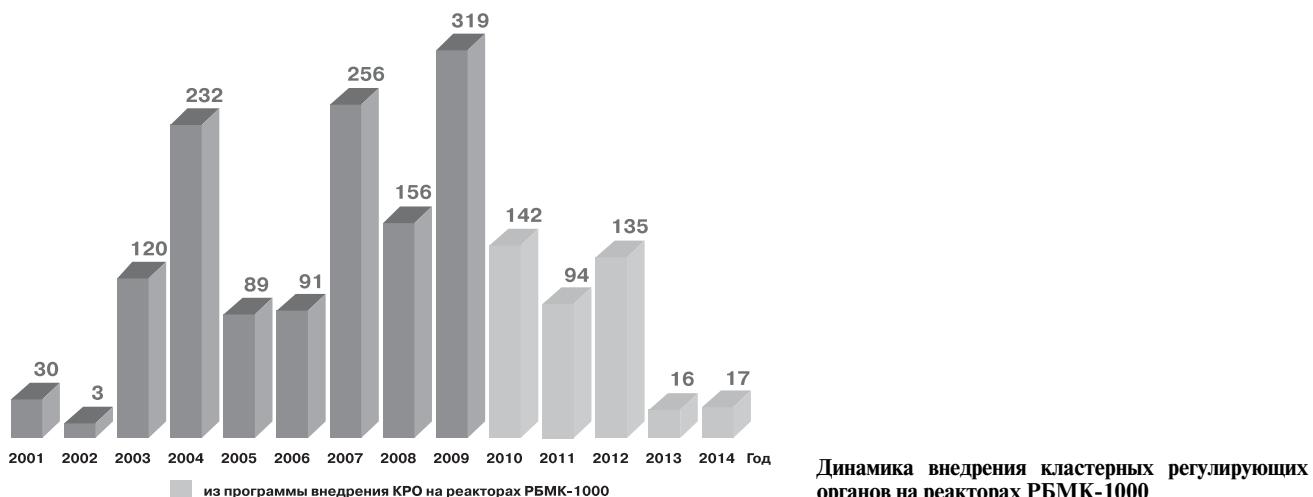
Выполнены работы по улучшению нейтронно-физических характеристик и состава активных зон реакторов.

Физические измерения, проведённые на энергоблоках № 3 Ленинградской АЭС (май 2008 г.), № 3 Курской АЭС (сентябрь 2008 г.), № 4 Курской АЭС (июнь 2009 г.) при выводе этих энергоблоков на энергетический уровень мощности после установки КСКУЗ и модернизации спецсистем реакторов, подтвердили улучшенные характеристики активных зон, представленные в соответствующих обоснованиях.

Перевод на кластерные органы регулирования (КРО) системы быстрого снижения мощности (БСМ) на энергоблоке № 4 Курской АЭС, полный перевод на КРО систем автоматического и ручного регулирования в системе управления и защиты (СУЗ) энергоблока № 1 Смоленской АЭС, внедрение очередных партий КРО на других энергоблоках АЭС с РБМК позволили снизить эффект реактивности при обезвоживании контуров охлаждения СУЗ до величины менее 1β , увеличить скоростную эффективность системы БСМ и уменьшить непроизводительное поглощение нейтронов в активной зоне.

По результатам дополнительных испытаний по ускоренному выводу энергоблока № 3 Курской АЭС на номинальный уровень мощности после срабатывания аварийной защиты подготовлено извещение в технологический регламент о сокращении времени простоя энергоблока с 48 часов до 27 часов.

Улучшению нейтронно-физических характеристик активных зон реакторов способствовало продолжение загрузки всех реакторов уран-эрбьевым топливом обогащением 2,8% и содержанием эрбия 0,6%. На начало 2010 года доля нового топлива достигла 76%, остальное топливо – также уран-эрбьевое, но с обогащением 2,6%. При этом энерговыработка на тепловыделяющую сборку (ТВС) увеличилась в среднем на 30%, темп пере-



грузок снизился на 25%, количество дополнительных поглотителей в активных зонах снизилось на 70%, а число отказов ТВС уменьшилось.

Изготовлена, прошла приёмочные испытания и отправлена для загрузки на Ленинградскую АЭС опытная партия ТВС с антидебризными фильтрами.

Отправлена на Ленинградскую АЭС часть опытной партии ТВС с профицированным по высоте уран-эrbиевым топливом (3,2% в центре и 2,5% верх и низ ТВС). В марте 2010 года начата загрузка этого топлива в реактор энергоблока № 2. Использование профицированного топлива позволит полностью отказаться от дополнительных поглотителей в активной зоне и снизить принятый сегодня оперативный запас реактивности.

Параллельно с практическими работами на энергоблоках продолжались расчёто-аналитические и экспериментальные работы по совершенствованию расчётных кодов, применяемых для обоснования безопасности.

На энергоблоке № 2 Ленинградской АЭС в 2010 году планируется внедрить в опытно-промышленную эксплуатацию оперативный трёхмерный нейтронно-теплогидравлический код на основе ПК SADCO.

Совершенствуются программные средства и расчётные модели для трёхмерных прецизионных нейтронно-физических расчётов реакторов РБМК методом Монте-Карло.

Совместно с ЭНИЦ и РНЦ «Курчатовский институт» завершаются эксперименты по моделированию проектных аварийных режимов на полномасштабном стенде ПСБ-РБМК в поддержку верификации расчётных теплогидравлических кодов.

Внедрялась в практику расчётных исследований безопасности РБМК методология анализа неопределённостей результатов теплогидравлических расчётов. Кроме того, методологически подготавливались расчёто-экспериментальные исследования по определению границ увеличения внутреннего диаметра технологического канала (ТК) с точки зрения его теплотехнической надёжности.

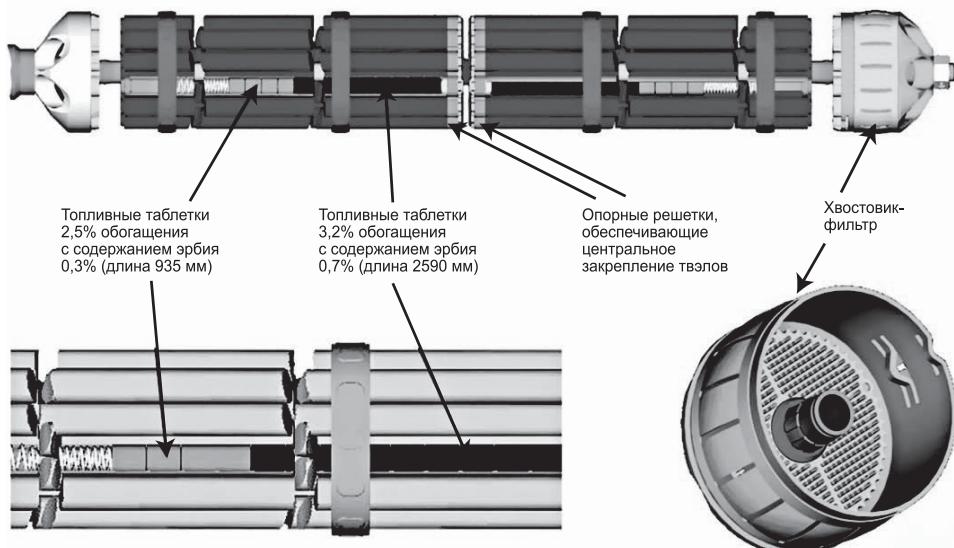
В 2009 году завершены экспериментальные исследования по «Программе расчёто-аналитических и экспериментальных исследований безопасности РБМК при разрыве ТК после длительной эксплуатации». Совместно с ЭНИЦ и РНЦ «Курчатовский институт» подготовлен на стенде ТКР-Ф (методические опыты) и проведён

на стенде ТКР полномасштабный эксперимент с моделированием хрупкого разрушения макета трубы ТК с нанесённым дефектом. Получены результаты измерения теплогидравлических и структурно-механических параметров модуля реакторной кладки и подтверждено, что зависимого разрушения соседних ТК при такой аварийной ситуации не происходит.

Продолжался мониторинг состояния элементов активных зон реакторов. Наиболее рельефно технические проблемы проявились на головном энергоблоке № 1 Ленинградской АЭС, который отработал на сегодня 36,5 лет. Отмечено, что началось растрескивание графитовых блоков, что вызовет со временем деформации в графитовой кладке и изгиб установленных в ней каналов. Кроме того, разваливовка верхних трактов, принятая для первых энергоблоков АЭС в качестве меры для предотвращения расцепления верхних трактов и графитовых колонн в результате радиационной усадки, оказалась частично неработоспособной. Предпринятые Ленинградской АЭС и концерном «Росэнергоатом» оперативные меры позволили, используя работы ТДК-М (ЗАО «Диаконт»), получить реальную картину по объектам и объёмам восстановительных работ на узлах сочленения трактов и графитовых колонн с тем, чтобы обеспечить дальнейшую безопасную эксплуатацию. Из выводов, сделанных по реальному состоянию графитовых кладок первых реакторов, следует, что мониторинг должен быть усилен, осмотр и измерение верхних узлов кладки упрощены, а точность измерения повышена. Надеемся, что реализации этих задач поможет новый робот МР-18 (ООО «Пролог»), прошедший испытания.

Наиболее острой и решаемой уже многие годы технической проблемой является повреждение сварных соединений (СС) аустенитных трубопроводов Ду300 по механизму межкристаллитного растрескивания под напряжением (МКРПН). Статистика по количеству выявляемых при эксплуатационном контроле дефектов свидетельствует о слабом их сокращении, а массово применяемые при ремонтах вставки приводят к росту количества СС и, как следствие, к увеличению объёмов контроля.

Задержка в реализации намеченных технических мероприятий в последние два года привела к тому, что новые технологии не разрабатывались и не внедрялись, а старые технологии контроля, ремонта и снижения де-



Перспективная конструкция ТВС РБМК-1000 нового поколения

фектности в процессе эксплуатации стали давать сбои (MSIP, ВТТО, сварка в узкую разделку). Выяснение причин отказов велось несвоевременно и без должного комплексного подхода.

Анализ неудач в последний период решения проблем МКРПН СС Ду300 показывает, что было существенно ослаблено как административное руководство, так и научно-техническая координация работ в концерне, на АЭС и в поддерживающих организациях.

Сейчас разработана «Программа работ по завершению решения проблемы сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду300 РУ РБМК-1000», и только её последовательная, оперативная и хорошо скоординированная реализация поможет добиться желаемых результатов.

В ноябре 2007 года специалистами ЦНИИТМАШ было показано наличие межкристаллитного коррозионного растрескивания в сварных соединениях трубопроводов Ду200 контура циркуляции Билибинской АЭС. В период с декабря 2007 года по ноябрь 2008 года совместно с ОАО «Атомэнергомонт» специалисты НИКИЭТ провели работы по обеспечению безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов Ду200 четырёх энергоблоков Билибинской АЭС. Комплекс работ включал: разработку методики контроля СС; изготовление и поставку на Билибинскую АЭС автоматизированных систем контроля; обучение специалистов Билибинской АЭС и ОАО «Атомэнергомонт» проведению контроля; выполнение эксплуатационного контроля и выпуск документации, обосновывающих безопасную эксплуатацию трубопроводов после ремонта дефектных СС.

В плане работ по снятию с эксплуатации энергоблоков с канальными реакторами специалисты ОАО «НИКИЭТ» задействованы по нескольким направлениям, запланированным к реализации на энергоблоках № 1 и № 2 Белоярской АЭС.

Основные направления наших работ:

- техническое обоснование безопасности при хранении и обращении с ОЯТ реакторов АМБ и разработка технологических мер по устранению дефицитов безопасности (переочехловка кассет К-17);
- разработка и внедрение системы нейтронного и гамма сканирования, для обнаружения просыпей то-

плива при проведении технологических операций в бассейнах выдержки;

- разработка системы контроля реакторных пространств обоих реакторов, для мониторинга ядерной безопасности просыпей топлива и получения данных по условиям хранения графита;
- разработка оборудования и устройств по очистке реакторных шахт от РАО (загрязнённый графит и просыпи топлива) в рамках работ по подготовке топлива к вывозу с Белоярской АЭС;
- участие в проектировании и обосновании безопасности для варианта разделки кассет с ОЯТ в защитных помещениях Белоярской АЭС с целью дальнейшего вывоза топлива на ПО «МАЯК»;
- совершенствование компьютерной базы данных по вывозу из эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 Белоярской АЭС.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ

1. Разработать и реализовать комплексную программу НИОКР, результаты выполнения которой позволят усовершенствовать методики оценки остаточного ресурса критических элементов реакторной установки на заключительном этапе эксплуатации.

Методики оценки остаточного ресурса должны в полной мере учитывать: развитие механизмов старения и радиационно-термическое изменение формы металлоконструкций реактора, графитовой кладки, технологических каналов и каналов СУЗ; влияние на остаточный ресурс повышения мощности выше номинальной; фактические режимы эксплуатации энергоблоков и их конструктивные особенности.

2. С использованием улучшенных методик разработать для каждого энергоблока программу эксплуатации, позволяющую обеспечить оптимальные технико-экономические показатели, прогнозировать необходимый объём эксплуатационного контроля и восстановительного ремонта с тем, чтобы обеспечивать безопасность и работоспособность элементов активных зон реакторов на всех этапах дополнительного срока эксплуатации реакторных установок.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ II КОНТУРА АЭС

Авдеев А.А., Шамароков А.С.
ОАО «ВНИИАМ»

ОАО «Всероссийский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт атомного энергетического машиностроения» (ОАО «ВНИИАМ») создан в 1977 году на базе Московского отделения ЦКТИ, история которого начинается в 1934 году, когда приказом наркома тяжелой промышленности СССР С. Орджоникидзе было создано «Бюро прямоточного котлостроения». В настоящее время институт выполняет полный цикл работ «под ключ» по «Турбинному острому», вспомогательным системам реакторного отделения и транспортно-технологическому оборудованию АЭС, включая проектирование, комплектную поставку, монтаж и пуско-наладку созданного оборудования.

Первые работы по созданию подогревателей высокого давления в ОАО «ВНИИАМ» были начаты в 1988 г. При разработке ПВД был заимствован референтный опыт, накопленный при создании отечественных парогенераторов. Была разработана коллекторно-ширмовая трубная система с вертикальным центральным коллектором и кольцевым трубным пучком из вертикальных W-образных змеевиков (ширм) [1]. На основе коллекторно-ширмовой трубной системы разработана линейка унифицированных теплообменных аппаратов различного технологического назначения: подогреватели высокого давления (ПВД), подогреватели низкого давления (ПНД), сепаратор-пароперегреватель (СПП), подогреватель сетевой воды (ПСВ) и воздушный теплообменник системы пассивного отвода тепла от реактора ВВЭР-1000. ОАО «ВНИИАМ» предлагает для установки на вновь строящихся блоках АЭС с ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 подогреватели коллекторно-ширмового типа (ПВД-Ш) в двухниточном исполнении. Конструкция ПВД-Ш (рис.1) представляет собой вертикальный аппарат с центральным коллектором 1, закреплённым в нижнем днище. Внутри коллектора расположена цилиндрическая обечайка 2 с кольцевыми перегородками, делящими его на раздающую 3 и собирающую 4 камеры. В кольцевом пространстве между корпусом и коллектором расположены, вертикальные трубчатые ширмы 5 из нержавеющей стали, подключённые концами труб к камерам коллектора. Ширмы установлены с образованием четырёх пучков, в виде «ромашки», в каждом из которых ширмы расположены в параллельных плоскостях (рис. 2). Пучки обрамлены периферийным 6 и центральным 7 (со стороны коллектора) кожухами. Для выравнивания расхода пара между пучками предусмотрены вертикальные уравнительные каналы 8, образованные центральным и периферийными кожухами, и горизонтальные уравнительные каналы 9, образованные коробами, закреплёнными в вертикальных участках периферийного кожуха.

Построение трубного пучка в виде «ромашки» позволяет организовать скоростное движение греющего пара, образует свободное пространство для подвода конденсата из ПВД с более высокими параметрами и улучшает условия для ревизии и ремонта внутриструйных устройств. На нижнем и верхнем днищах корпуса и нижнем торце коллектора расположены люки-лазы.

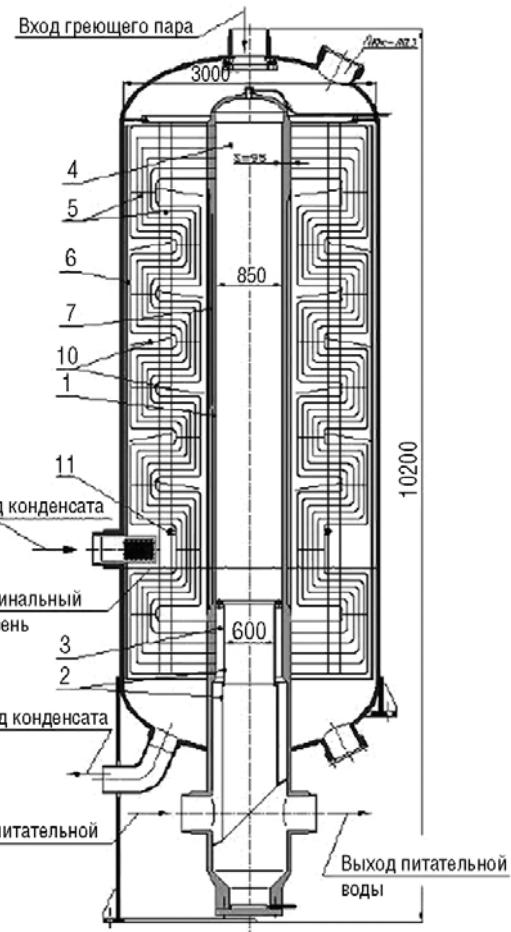


Рис. 1. Подогреватель коллекторно-ширмового типа в двухниточном исполнении

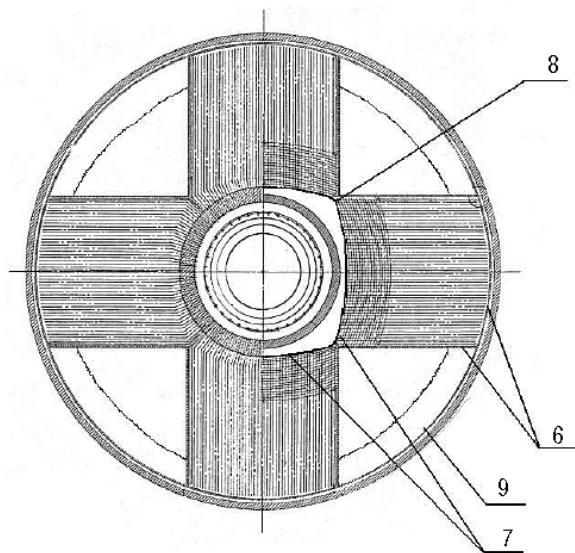


Рис. 2. Поперечный разрез трубного пучка выполненного в виде «ромашки»

Для обеспечения доступа к торцам теплообменных труб нижней раздающей камеры, верхняя часть цилиндрической обечайки выполнена съёмной. После разуплотнения двух фланцевых разъёмов, цилиндрическая обечайка поднимается с помощью полиспаста вверх и закрепляется на кронштейнах, приваренных к вну-

тренной поверхности коллектора. Перемещение внутри коллектора осуществляется по скобам, равномерно приваренным к внутренней поверхности коллектора.

В межтрубном пространстве ПВД-Ш организовано последовательно два участка – конденсации греющего пара и охлаждения конденсата. Греющий пар поступает через патрубок на верхнем днище корпуса, равномерно распределяется в поперечном сечении трубного пучка. Конденсируясь на трубах, пар со средней скоростью 1,5...3 м/с опускается сверху вниз. При этой скорости реализуется скоростной эффект при конденсации пара, который значительно повышает коэффициент теплоотдачи. Конденсат поступает в желобы 10 и сливаются из них на коллектор и корпус и попадает на уровень конденсата. Перемещаясь далее вниз, конденсат охлаждается и выходит из подогревателя. Неконденсирующиеся газы отводятся из подогревателя через горизонтальный коллектор 11, расположенный над уровнем конденсата. Питательная вода подаётся в раздающую камеру коллектора, распределяется по трубам и при движении противотоком нагревается вначале за счёт охлаждения конденсата, а затем за счёт конденсации греющего пара. Нагретая питательная вода поступает в собирающую камеру коллектора, опускается вниз и выходит из подогревателя.

По аналогичной конструктивной схеме в ОАО «ВНИИАМ» разработан также однодиноточный ПВД-Ш для АЭС с ВВЭР-1000 на параметры серийных тихоходных и быстроходных турбоустановок К-1000-60/1500 и К-1000-60/3000. Отличие от выше описанного ПВД-Ш состоит в том, что трубный пучок выполнен в виде эвольвентных ширм (рис. 3).

Для проверки и обоснования конструкторских решений, заложенных в разработанные ПВД-Ш, были проведены экспериментальные исследования на стенде ОАО «ВНИИАМ».

Исследования полномасштабной модели подогревателя тепловой мощностью 5 МВт проводились при натурных параметрах (соответствующих рабочим параметрам подогревателей) питательной воды и греющего пара. Давление насыщенного пара с влажностью от 6% до 10% на входе в модель изменялось от 1,4 МПа до 2,9 МПа. Были проведены балансовые испытания, определение коэффициентов теплоотдачи, теплопередачи и вибрационные испытания.

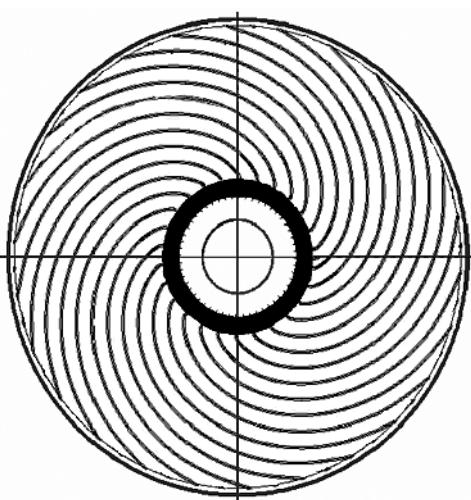


Рис. 3. Поперечный разрез трубного пучка выполненного в виде эвольвентных ширм

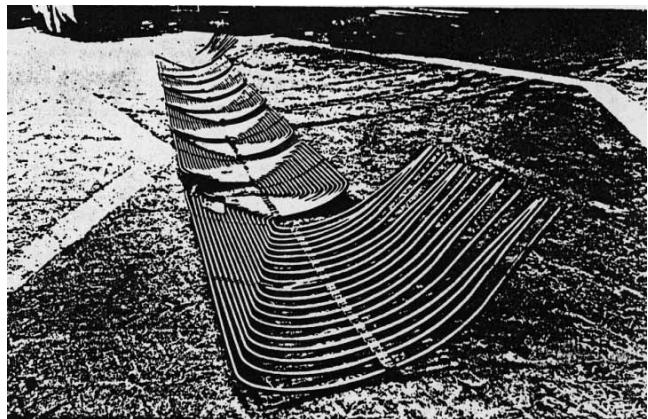


Рис. 4. Вид на эвольвентную ширму для модели

Модель представляла собой вертикальный корпус диаметром 1 м и высотой 10 м. Поверхность теплообмена выполнена из 3 вертикальных W-образных ширм высотой 7 м, изогнутых в поперечном сечении по эвольвенте (рис. 4).

Каждая ширма состояла из 17 труб диаметром 16x1,5 мм и максимальной длиной 16 м. Проведенные испытания показали удовлетворительную сходимость по воспринятыму теплу. Параметры вибрации труб в ширмах в рабочих условиях отличались от резонансных, а напряжения, возникающие при этом в трубках, значительно ниже допустимых. ОАО «ВНИИАМ» совместно с НПО «ЦНИИТМАШ» разработана и опробована технология изготовления натурных W-образных плоских и эвольвентных ширм и сборки их с коллектором для различного теплообменного оборудования.

Несмотря на имеющуюся одинаковую надежность в части закрепления труб в трубной доске (коллекторе) развалцовкой и обваркой торцов и применения нержавеющих теплообменных труб, а также в том, что ПВД-Ш тоже не требуют проведения капитального ремонта за весь срок службы, разработанные ПВД-Ш имеют целый ряд дополнительных преимуществ перед ПВД-К, в том числе (сравнение приведено для ПВД в двухдиноточном исполнении):

- отсутствуют условия для подшламовой коррозии и, соответственно, повреждения труб в местах закрепления в коллекторе, так как на вертикальном коллекторе нет отложений шлама;
- меньше остаточные технологические напряжения при заделке труб в камерах коллектора и термические напряжения в переходных режимах работы, из-за меньшей в ~ 5 раз толщины коллектора изготовленного из стали 10ГН2МФА по сравнению с трубной доской (95 мм и 450 мм);
- меньше на 25% количество мест заделки труб в коллекторе;
- организовано противоточное движение рабочих сред;
- организован эффективный участок охлаждения конденсата;
- более высокие коэффициенты теплоотдачи при конденсации греющего пара, за счет компоновки трубного пучка, организации скоростного движения пара и отвода от теплообменной поверхности конденсата желобами, равномерно расположенными по высоте трубного пучка;
- более высокие коэффициенты теплоотдачи к питательной воде за счёт обеспечения более высоких скоростей (количество труб меньше на 25%);

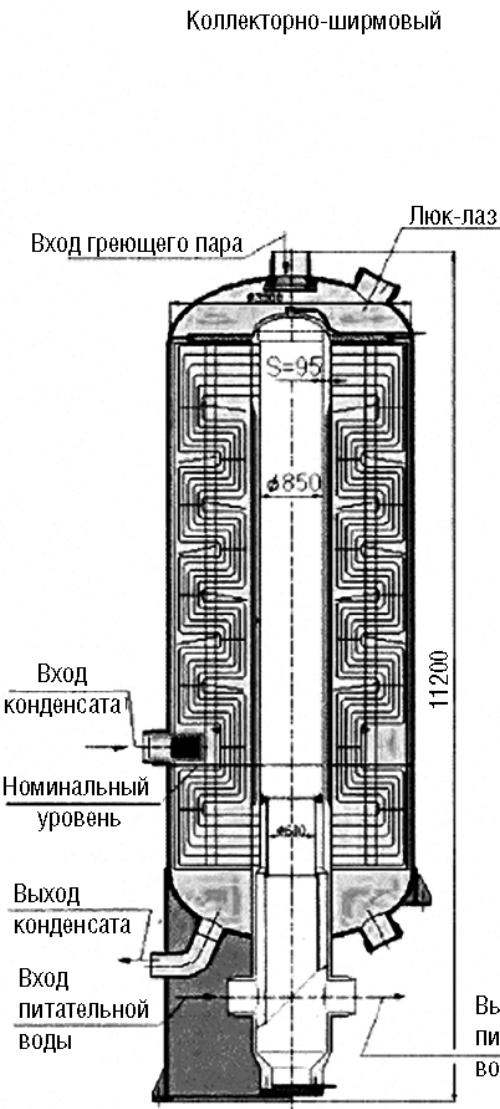
- более высокая ремонтопригодность, которая обеспечивается возможностью доступа в трубное и межтрубное пространства (у ПВД-К имеется доступ только в трубное пространство);
- более эффективное использование поверхности труб в теплообмене;
- высокая манёвренность, допускающая более высокие скорости прогрева и охлаждения металла;
- сокращение времени изготовления в 1,5 раза, за счёт предварительной сборки труб в ширмы и меньших затрат времени на сверление отверстий суммарной длиной около 600 м вместо 3400 м;
- уменьшение трудоёмкости изготовления;
- снижение стоимости строительных (фундаменты) и монтажных работ;
- меньше массогабаритные характеристики;
- одним из определяющих факторов, гарантирующим высокий уровень надежности разработанных ПВД-Ш, является полная идентичность конструкции, конструкционных материалов, технологии

изготовления и ремонта основных узлов ПВД-Ш (коллектора, фланцевых разъемов, змеевиков теплообменной поверхности, закрепления труб в камерах коллектора) соответствующим узлам парогенераторов ПГВ-440 и ПГВ-1000М, отработанных до высокой степени надежности за более чем 30 летний срок их эксплуатации в условиях АЭС;

- возможно создание ПВД-Ш на сверхкритические параметры из существующих отечественных материалов;
- возможно повышение единичной мощности (с сохранением транспортабельности по железной дороге) и перехода на классическую однониточную схему системы регенерации турбоустановок.

Габаритные размеры ПВД-Ш конструкции ОАО «ВНИИАМ» и ПВД-К конструкции ОАО «НПО ЦКТИ», ЗИО «Подольск» приведены на рис. 5. Сравнительные технические характеристики различных подогревателей высокого давления для АЭС с ВВЭР-1000 представлены в табл. 1, а для АЭС с ВВЭР-1200 – в табл. 2.

ОАО «ВНИИАМ»



ОАО «НПО ЦКТИ», ЗИО «ПОДОЛЬСК»

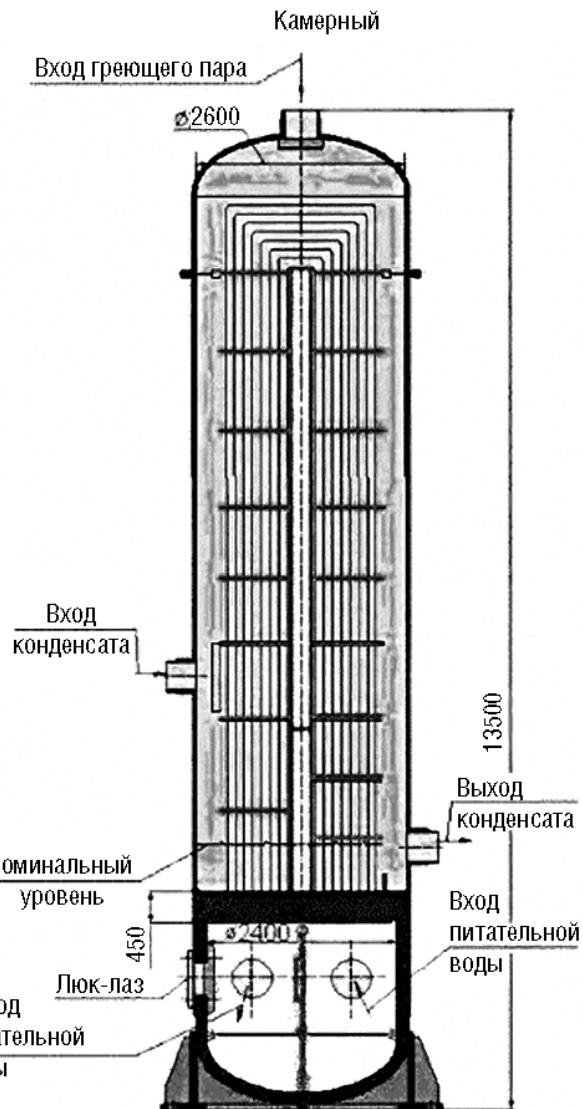


Рис. 5. Габаритные размеры ПВД-Ш и ПВД-К

Таблица 1. Технические характеристики подогревателей высокого давления для турбоустановки К-1000-60/1500 (АЭС с ВВЭР-1000)

Наименование	ПВД-Ш	ПВД-Ш	ПВД-К	ПВД-С
1. Количество параллельных ниток, шт	1	2	2	2
2. Количество подогревателей на блок, шт.	2	4	4	4
3. Расход питательной воды, т/ч	6530	3265	3265	3265
4. Недогрев питательной воды, °С	2,85...4,1	2,0...4,0	2,0...4,0	5,7...6,8
5. Гидравлическое сопротивление по тракту питательной воды, МПа	0,1	0,1	0,11	0,25
6. Внутренний диаметр корпуса, мм	4000	3000	2600	3300
7. Высота подогревателя, мм	12070	10200	12500	14100
8. Диаметр и толщина труб, мм	16x1,4	16x1,4	1,4	32x4
9. Материал теплообменных труб	08Х18Н10Т			сталь 20
10. Поверхность теплообмена полная, м ²	4764	2284	2880	2500
11. Масса подогревателей на 1 блок, т	317	340	530	664

Таблица 2. Технические характеристики подогревателей высокого давления для турбоустановки К-1200-60/3000 (АЭС -2006)

Наименование	ПВД-Ш	ПВД-К
1. Количество параллельных ниток, шт	2	2
2. Количество подогревателей на блок, шт.	4	4
3. Расход питательной воды, т/ч	3093,4	3093,4
4. Недогрев питательной воды, °С	2	2
5. Внутренний диаметр корпуса, мм	3000	2600
6. Диаметр и толщина труб, мм	16x1,4	16x1,4
7. Материал теплообменных труб	08Х14МФ	08Х14МФ
8. Масса подогревателей на 1 блок, т	308	488

Из таблицы 1 видно, что ПВД-Ш имеют преимущества по массе, поверхности теплообмена, габаритам, а в сравнении с коллекторно-спиральными (ПВД-С) дополнительно по тепловой эффективности (меньше недогревы питательной воды) и по гидравлическому сопротивлению по тракту питательной воды. Масса подогревателей на блок снижается в 1,5-2 раза с 530 т до 340 т. Однако стоимость их изготовления падает более существенно. Масса поковки падает в 6 раз с 208 т до 36 т. Серийные поковки вместо уникальных. Общая длина сверлений уменьшается с 13600 м до 2400 м, т.е. почти в 6 раз. Падает не только материалоемкость, но и трудоемкость изготовления. Сокращаются сроки изготовления. Повышаются технические характеристики: уменьшается недогрев питательной воды и гидравлические потери. Это позволяет рассматривать ПВД-Ш в качестве наиболее приемлемых для новых проектных разработок турбоустановок единичной мощностью 600...1200 МВт и более, а также для оптимизации тепловых схем турбоустановок путём перехода от двухниточного исполнения на однониточное в системах регенеративного подогрева.

Исследования, проведенные в США (EPRI) и Европе [2], 200 ПВД на ТЭС показали высокую надежность коллекторно-ширмовых ПВД. В Германии ввод новых блоков предусматривает установку только коллекторно-

ширмовых ПВД. Следует отметить тот факт, что при эксплуатации камерных ПВД через 12-15 лет возникает интенсивное трещинообразование, которое приводит к необходимости их замены на ширмовые. Критическая толщина трубной доски составляет около 500 мм. Создание камерных ПВД со сроком службы 35-50 лет практически невозможно.

Выполненные в ОАО «ВНИИАМ» разработки ПВД-Ш показали, что унифицированная коллекторно-ширмовая конструктивная схема может быть реализована для систем регенерации турбоустановок ТЭС мощностью от 50 МВт до 800 МВт и, в том числе для новых блоков на сверхкритические параметры, причем из существующих на настоящий момент отечественных материалов. Проект «Подогреватель высокого давления коллекторно-ширмового типа» (в двухниточном исполнении) удостоен «ДИПЛОМА ПОБЕДИТЕЛЯ» ярмарки инновационных решений для реализации проектов «АЭС-2006».

Список литературы:

1. Авдеев А.А. и др. Подогреватели высокого давления коллекторно-ширмового типа. - Теплоэнергетика № 2, 2009. - С. 51-56.
2. Stahlhut J., Band D. Heat Exchanger Technology: the Advantages. – Special Publ. SH 1382, Balcke Durr Co., Nov. 2008, p. 162-168

Секция 1. Эксплуатация АЭС

Эксплуатация ВВЭР, РБМК, БН

КОМПЛЕКТНЫЕ РЕГУЛИРУЕМЫЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ ГЛАВНЫХ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ НАСОСОВ АЭС ТИПА БН

Анишев Е.Ю., Бабушкин С.В.
ОАО «ОКБМ Африкантов»

Особенностью блоков АЭС с реакторами на быстрых нейтронах является наличие регулируемых электроприводов главных циркуляционных насосов первого и второго контуров (ГЦН-1, ГЦН-2). Длительный опыт эксплуатации 3 блока Белоярской АЭС типа БН-600 показал безусловное преимущество плавного регулирования расхода теплоносителя главных контуров. Это позволяет снизить тепловые нагрузки в основных и переходных режимах, обеспечивает наиболее благоприятные условия работы оборудования, исключая тепловые и гидравлические удары и вместе с тем повышая технико-экономические характеристики блока. Это обстоятельство явилось одним из факторов, способствующих обоснованию продления в 2010 году срока службы БН-600.

На блоке БН-600 электроприводы ГЦН-1, ГЦН-2 мощностью 3400 и 1600 кВт построены по схеме асинхронно вентильного каскада (АВК), имеющего большую номенклатуру комплектующего оборудования и его рассредоточенность расположения по блоку, что вызывает сложность управления и большую трудоемкость обслуживания его составных частей. Между тем, был накоплен большой опыт эксплуатации и достигнута надежная работа этих электроприводов.[1]

На сооружаемом 4 блоке Белоярской АЭС типа БН-800, по которому в настоящее время ведутся интенсивные работы, электроприводы насосов имеют увеличенные мощности: 5000 кВт и 2500 кВт (таблица). Последние десятилетия характеризуются интенсификацией развития техники и технологии частотнорегулируемого электропривода, а также заметным расширением областей его применения. Появление на рынке широкой гаммы новых силовых полупроводниковых приборов обеспечило возможность создания на их базе нового поколения статических высоковольтных преобразователей частоты (ПЧ) с высокими показателями надежности. Преимущество такой системы привода состоит в том, что применяется конструктивно более простой и надежный электродвигатель с короткозамкнутым ротором.

Основные параметры двигателей ГЦН и частотного электропривода

Наименование параметра	вертикальный асинхронный с короткозамкнутым ротором		
	ГЦН-1	ГЦН-2	
Номинальная мощность, кВт	5000	115	2500
Номинальное напряжение, В	6000	660	6000
Номинальный ток статора, А	587	702	290
Номинальная частота сети, Гц	50	50	50
Номинальная частота вращения, об/мин	995	249	995
Коэффициент мощности	0,86	0,21	0,88
Коэффициент полезного действия, %	95,3	68,5	94,3
Кратность начального пускового момента, о.е.	0,9	3,3	0,89
Кратность максимального момента, о.е.	2,7	4,6	2,7
Кратность пускового тока, о.е.	6,5	3,4	6,5
Режим работы по ГОСТ 183	S8	S1	S8
Момент инерции ротора двигателя, не менее, кг·м ²		1600	1200
Тип системы регулирования частоты вращения	преобразователь частоты (инвертор тока с ШИМ)		
Диапазон регулирования, об/мин	150-1000	-	150-1000
Номинальный ток, А	657	-	325
Система охлаждения	жидкостное	-	воздушное «принудительное»

Оценивая современный уровень надежности и референтности ПЧ было принято решение о выборе именно такого варианта электроприводов. Электроприводы ГЦН-1, ГЦН-2 поставляются комплектно и включают в свой состав следующее (рисунок 1):

- вертикальные асинхронные электродвигатели, рассчитанные на возможность регулирования частоты вращения в диапазоне 150 ÷ 1000 об/мин;
- высоковольтные статические полупроводниковые преобразователи частоты (рисунок 2а);
- согласующие высоковольтные трансформаторы (рисунок 2б);
- тахометрические измерительные многоканальные комплексы;
- системы управления электроприводом.

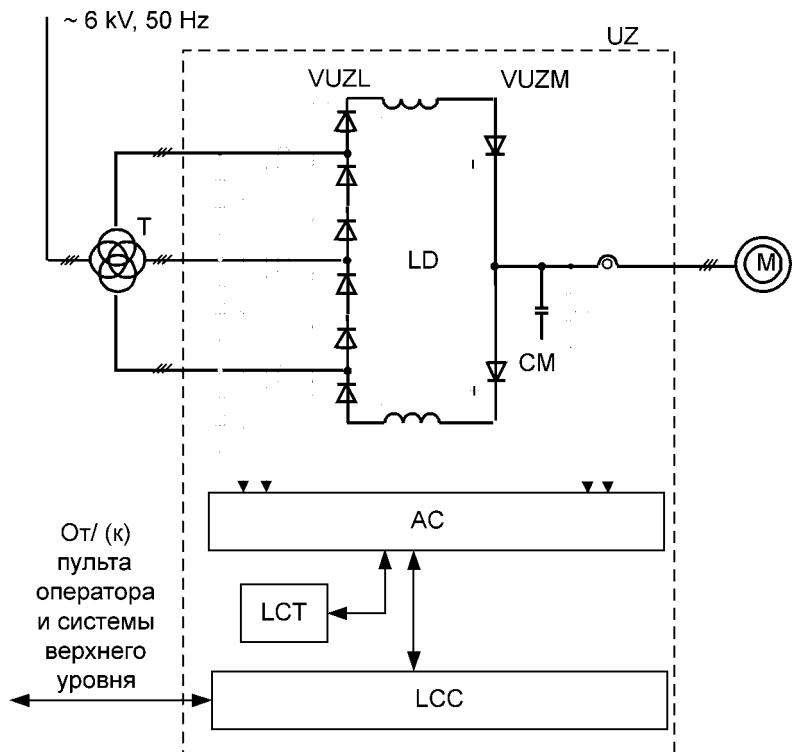


Рис. 1. Блок-схема комплектного электропривода ГЧН

$VUZL$ - 18-пульсный тиристорный выпрямитель-инвертор, $VUZM$ - мостовой преобразователь на основе полностью управляемых полупроводниковых элементов, LD - сглаживающий реактор звена выпрямленного тока, CM - трехфазная конденсаторная батарея фильтра, AC - микропроцессорное устройство автоматического управления, LCT - терминал местного управления, LCC - программируемый контроллер



а)



б)

Рис. 2. Электрооборудование привода ГЧН-1

а) преобразователь частоты; б) согласующий высоковольтный трансформатор

К особенностям регулируемых электроприводов ГЧН относятся требования по обеспечению самозапуска насосных агрегатов на пониженное напряжение сети при длительных перерывах питания (до 1,5 сек), связанных с переключением с основного источника питания на резервный. Это требование усложняется наличием на валу дополнительного маховика, увеличивающего момент инерции насосного агрегата в несколько раз.

Особенности электродвигателей. Двигатели имеют подвесное исполнение с двумя направляющими подшипниками и подпятником, расположенным в верхней части двигателя. Система смазки подшипников циркуляционная с подачей жидкой смазки от маслосистемы насоса. Двигатели закрытого исполнения со степенью защиты IP54, кроме коробок выводов, имеющих исполнение – IP55 по ГОСТ 17494. Вентиляция двигателей

выполнена по замкнутому циклу со встроенными воздухоохладителями, расположенными вне основного корпуса. Двигатели допускают кратковременные перерывы в подаче охлаждающей воды и масла. Двигатель ГЦН-1 рассчитан на обратное вращение. Оно ограничено по времени (до 30 мин) и по частоте вращения (до 200 об/мин).

Изоляция обмоток статора выполнена на термореактивных связующих по нагревостойкости – не ниже класса F по ГОСТ 8865 (155 °C). Для обеспечения высокой надежности обмоток температурное использование обмоток выполнено по классу В (не более 130 °C).

Если двигатель для ГЦН второго контура имеет только высоковольтную обмотку, то на статоре двигателя ГЦН-1 размещаются две обмотки. Основная обмотка получает питание от ПЧ или от сети промышленной частоты, дополнительная обмотка малой скорости предназначена для работы в режимах перегрузки и аварийных режимах и питается от сети или дизель-генератора через низковольтный трансформатор. Двигатели рассчитаны на длительную работу с номинальной нагрузкой при длительных отклонениях напряжения и частоты питающей сети от номинальных значений, а также обеспечивают запуск при пониженных параметрах сети.

Двигатели устанавливаются в помещениях с ограниченным доступом обслуживающего персонала, поэтому узлы двигателя, которые нуждаются в постоянном наблюдении, оснащены необходимым комплектом контрольно-измерительных датчиков: термометров сопротивления для контроля температуры обмоток, сердечника статора, а также подшипниковых узлов двигателя, охлаждающих воздуха и воды. Для исключения протечек охлаждающей воды и жидкой смазки в конструкции предусмотрены узлы для их локализации и слива и встроенные сигнализаторы протечки воды из воздухоохладителей.

Двигатели должны выдерживать сейсмические и радиационные воздействия в соответствии с техническими условиями, предъявляемыми к их конструкции. Внешняя поверхность и наружные лакокрасочные покрытия двигателя рассчитаны на применение дезактивирующих растворов, применяемых традиционно на АЭС. Кроме того, предусмотрены специальные площадки для установки датчиков контроля вибрации в области верхнего и нижнего подшипниковых узлов, позволяющих измерять вибрационные скорости в трех взаимно перпендикулярных направлениях.

Применение ПЧ с разделительным многофазным трансформатором и выпрямителем, а также ШИМ-инвертором тока позволяет формировать в приводных двигателях ГЦН квазисинусоидальные токи, обеспечивающие низкие дополнительные потери в активных частях машины и исключающие низкочастотные пульсации электромагнитного момента на валопроводе насосного агрегата, которые могут стать источником крутильных резонансных явлений. [2]

ПЧ обеспечивает нагрузки по току и безударный подхват выбегающего электродвигателя в режимах самозапуска привода при перерывах питания. Кроме того, ПЧ комплектуется дополнительным оборудованием, позволяющим переходить на работу привода в нерегулируемом или байпасном режиме. Переход на питание от сети осуществляется в режиме автоматической синхронизации и безударного подключения с помощью специального блока ПЧ. Введение такого режима позволит повысить надежность электропривода. [3]

Испытания электропривода. Составные части электроприводов проходят испытания на заводах-изготовителях этого оборудования. Комплектные регулируемые электроприводы проходят полный объем испытаний совместно с насосами в ОАО «ОКБМ Африкантов» на полномасштабном водянном стенде, который позволяет проверить наиболее ответственные режимы работы установки БН-800.

Первый этап предварительных испытаний проходил на заводе-изготовителе. Объем испытаний соответствует ГОСТ 183. Двигатель испытывался на холостом ходу при питании от синхронного генератора при различных частотах и напряжениях питания, при этом фиксировались: потребляемые из сети токи и мощность, температуры активных частей двигателя, его подшипниковых узлов и контуров охлаждения. На основании экспериментальных данных были определены расчетным путем параметры схемы замещения, рабочие и механические характеристики двигателя.

Сравнение основных расчетных и экспериментальных параметров показывает хорошую сходимость результатов расчета и подтверждение гарантированных данных электродвигателя ГЦН-2.

На втором этапе проводятся испытания двигателя на стенде совместно с насосом под нагрузкой при питании его от статического преобразователя частоты с проверкой теплового состояния и вибрации узлов двигателя.

Цель испытаний ПЧ – проверка работоспособности преобразователей частоты (ПЧ) в таких режимах, как пуск электропривода с оценкой параметров настройки и работы системы автоматического управления, процессов самозапуска, подхвата преобразователем врашающегося электродвигателя и т.п. Этим испытаниям предшествовали исследования режимных характеристик при математическом моделировании процессов на виртуальном испытательном стенде.

На виртуальном стенде были промоделированы электромагнитные и электромеханические процессы в электроприводе с целью определения оптимальных параметров настройки ПЧ.

На натурном стенде в соответствии с программой были проведены испытания комплектного электропривода. При этом были успешно проверены наиболее важные режимы работы электроприводов, в т.ч. режимы пуска и регулирования производительности насосного агрегата, режимы самозапуска с режимом подхвата преобразователем частоты свободно выбегающего двигателя при его отключении от электропитания (рисунок 3), безударные переключения двигателя ГЦН с ПЧ на сеть и обратно.

Стенд скомпонован таким образом, что подавляющая часть работ по управлению электрооборудованием должна проводиться из помещения пультовой станции, расположенной в отдельном помещении испытательного корпуса. Для этого на стенде предусмотрена измерительная, контроллерная и компьютерная аппаратура, обеспечивающая дистанционное управление и информационный контроль параметров стенда в целом, включая параметры ГЦН и электропривода (рисунок 3).

Выведенная информация с ПЧ позволяет осциллографировать электрические параметры привода и подвергать их математической обработке для гармонического анализа и расчета энергетических характеристик электропривода.

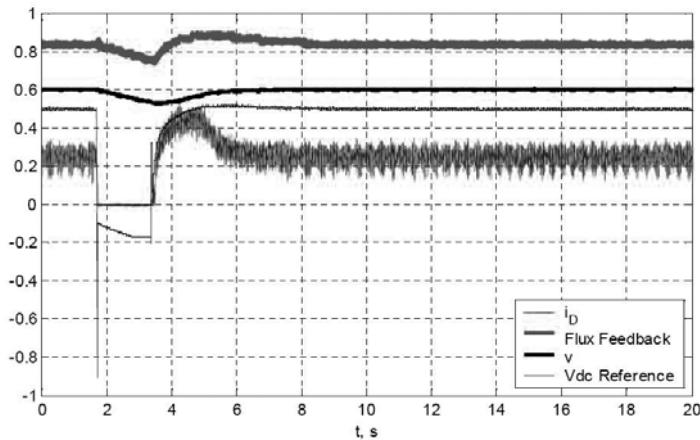


Рис. 3. Оциллограмма пуска и подхвата вращающегося двигателя при самозапуске привода ГЧН-2 от преобразователя частоты

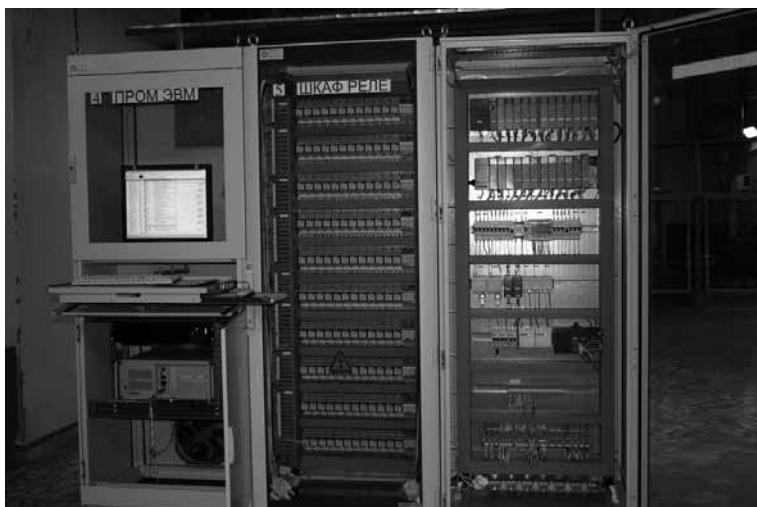


Рис. 4. Инженерная станция управления стендом

Список литературы

- Черемисин В.В., Шилов Е.А., Анишев Е.Ю. «Опыт эксплуатации регулируемых электроприводов главных циркуляционных насосов реактора БН-600», «Электрические станции», 2005, №5, с.19–21, с илл.
- Анишев Е.Ю. Крутильные колебания вертикальных валопроводов в системе «мощный электропривод с регулируемой частотой вращения – центробежный циркуляционный насос», «Электротехника», 2009, №6, с.37–41.
- Анишев Е.Ю., Лазарев Г.Б. «Особенности применения преобразователей частоты в мощном электроприводе циркуляционных насосов», «Электротехника», 2007, №10, 2007, с.64–68.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТВС РЕАКТОРОВ ТИПА ВВЭР РЕШЕТОК-ИНТЕНСИФИКАТОРОВ ТЕПЛОМАССООБМЕНА

Кобзарь Л.Л., Семченков Ю.М.
РНЦ «Курчатовский институт»

Введение

Развитие реакторов типа ВВЭР идет по пути увеличения мощности реакторов ВВЭР-1000, создания на их основе перспективных реакторов с более высокими технико-экономическими показателями. В связи с этим возник интерес к использованию в реакторах

ВВЭР решеток-интенсификаторов тепломассообмена (РИ).

В имеющихся в настоящее время конструкциях РИ для реакторов ВВЭР, называемых перемешивающими решетками (ПР), используется интенсификация как поперечного перемешивания теплоносителя, так и теплообмена. Оба эффекта в итоге приводят к повышению критических тепловых потоков.

Оснащение РИ эффективными отклоняющими элементами значительно усложняет конструкцию решеток и существенно повышает гидравлическое сопротивление. В то же время при небольшой неравномерности распределения подогревов теплоносителя по поперечному сечению тепловыделяющей сборки (ТВС) усиление поперечного перемешивания теплоносителя может не дать заметного увеличения критических тепловых нагрузок. В таких случаях превалирующий вклад в повышение критических тепловых потоков обеспечивает дополнительная турбулизация потока в ячейках, интенсифицирующая теплообмен. Для проявления этого фактора требуется на аксиальном участке ТВС с минимальными запасами до кризиса теплоотдачи располагать РИ или обычные дистанционирующие решетки (ДР) с небольшим аксиальным шагом (например, 170 мм), поскольку интенсифицирующий эффект решетки экспоненциально убывает по ходу потока.

Целью проводимых в отрасли исследований является обоснование ПР выбранных конструкций и дальнейший поиск более эффективных РИ.

Оценка эффективности РИ в ТВС реакторов типа PWR

Для оценки эффективности РИ в реакторах, охлаждаемых водой под давлением, воспользуемся опытом применения таких решеток в реакторах типа PWR. Все ДР в ТВС реакторов PWR, помимо дистанционирования твэлов, выполняют функцию интенсификации тепломассообмена за счет наличия элементов, отклоняющих и закручивающих поток теплоносителя.

Эффект интенсификации тепломассообмена можно оценить на основании анализа экспериментальных данных по кризису теплоотдачи, полученных в РНЦ «Курчатовский институт» на 25-стержневой модели ТВС реактора PWR. Эксперименты, детально описанные в [1], проведены по заказу фирмы «Westinghouse» на теплофизическом стенде КС.

Фиксация взаимного расположения имитаторов твэлов осуществлялась решетками, расположенными по высоте с шагом 254 мм. Использовались решетки трех видов, имеющие разную конструкцию и разную высоту. В верхней половине пучка чередовались решетки двух типов: MV (Mixing Vane Grid) и IFM (Intermediate Flow Mixer); конструкция решеток обоих типов обеспечивала дистанционирование имитаторов твэлов, отклонение и закрутку теплоносителя. Высоты решеток типа MV и IFM составляли соответственно 38 мм и 13 мм. В нижней части пучка решетки типа MV чередовались с решетками типа SS (Simple Support Grid); последние используются только в экспериментальных электронагреваемых моделях и предназначены для предотвращения стягивания имитаторов твэлов под действием электромагнитных сил.

Тепловыделяющая часть имитатора твэла длиной 4267 мм была выполнена из трубы с наружным диаметром 9,5 мм и со ступенчато изменяющейся толщиной стенки, что при прямом электрическом нагреве обеспечивало аксиальную неравномерность тепловыделения. В пучке имелась также радиальная неравномерность тепловыделения: тепловыделение у центральных девяти имитаторов было выше, чем у шестнадцати периферийных в 1,22 раза.

Эксперименты проведены при давлении от 96 до 168 бар, массовой скорости теплоносителя от 700 до 4000 кг/(м²·с), входной температуре теплоносителя от 120 до 320 °C, средней по поперечному сечению пучка относительной энталпии теплоносителя в аксиальной координате кризиса теплоотдачи от -0,16 до 0,24.

На рис. 1 экспериментальные критические мощности сравниваются с расчетными мощностями, определенными на основании паячековых расчетов, которые выполнены по разработанной в РНЦ «Курчатовский институт» программе SC-1 [2] с использованием для определения критических тепловых потоков методики ОКБ «Гидропресс» [3]. В данном случае эта методика рассматривается в качестве обобщенного представления экспериментальных данных, полученных на моделях ТВС реакторов типа ВВЭР. Отклонения расчетных критических мощностей N_{cal} от экспериментальных N_{exp}

$$\delta = (N_{exp} - N_{cal}) / N_{exp} \cdot 100\% \quad (1)$$

Как видно из рис. 1, экспериментальные критические мощности при характерных для рабочих режимов реакторов типа ВВЭР и PWR массовых скоростях теплоносителя превышают на 15 - 25% расчетные значения, полученные с использованием методик, которые пред-

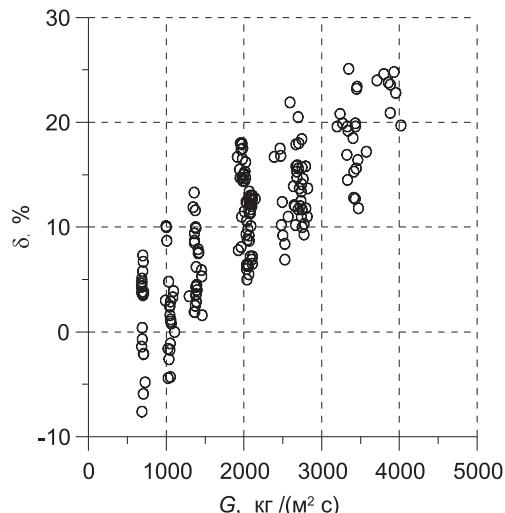


Рис. 1. Зависимость величины δ в соответствии с выражением (1) от массовой скорости теплоносителя G

назначена для расчета реакторов типа ВВЭР с обычными ДР. Это превышение можно рассматривать как выигрыш ТВС реактора PWR у ТВС реактора ВВЭР-1000 в запасе до кризиса теплоотдачи. Следует подчеркнуть, что речь идет о выигрыше в мощности; выигрыш в локальном критическом тепловом потоке выше не менее, чем в 2 раза.

Повышение критической мощности в ТВС реакторов типа PWR получается в основном за счет повышения поперечного перемешивания теплоносителя благодаря специальным элементам решеток типа MV и IFM. Повышение критической мощности за счет интенсификации теплообмена не может быть существенным, поскольку в верхней части ТВС, где наступал кризис теплоотдачи, чередующиеся решетки типа MV и IFM расположены с достаточно большим шагом (254 мм). На таком расстоянии интенсифицирующий эффект после прохождения очередной решетки значительно ослабевает до достижения потоком следующей решетки.

Важным моментом является то, что дополнительные решетки типа IFM, устанавливаемые между основными решетками типа MV, как и последние, являются дистанционирующими.

Специфика внедрения РИ в ТВС ВВЭР

Говоря о внедрении РИ в конструкцию ТВС реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200, необходимо прежде всего отметить отсутствие достаточных резервов по повышению перепада давления на активной зоне реактора, что не позволяет в полной мере использовать возможности интенсификации тепломассообмена. Этот фактор ограничил количество устанавливаемых в ТВС дополнительных решеток числом 3. Поэтому в перспективе для использования преимуществ, которые дают РИ, следует рассмотреть возможность повышения напора циркуляционных насосов.

Таким образом, внедрение РИ в конструкцию ТВС для реакторов ВВЭР требует решения вопроса о том, как правильно распорядиться располагаемыми ограниченными резервами в напоре насосов первого контура. При этом необходимо принимать во внимание приведенные ниже соображения.

Для использования только эффекта дополнительного перемешивания теплоносителя, которое приводит к

выравниванию подогревов теплоносителя по поперечному сечению ТВС и, как следствие, к повышению запасов до кипения и до кризиса теплоотдачи, можно было бы не вводить дополнительные перемешивающие решетки, а придать функции перемешивания дистанционирующими решеткам без изменения шага их расположения. Поскольку создание таких решеток – сложный и длительный процесс, привлекательным оказался принятый в настоящее время подход – использование трех дополнительных решеток. Эти решетки располагаются между дистанционирующими решетками, что приводит к уменьшению шага расположения решеток. Благодаря этому одновременно решается задача интенсификации теплообмена.

Внедряемые в настоящее время перемешивающие решетки ОКБ «Гидропресс» имеют сотовую конструкцию, перемешивающие решетки ОКБМ – пластинчатую конструкцию. Обе конструкции ПР не лишены недостатков. Для ПР конструкции ОКБ «Гидропресс» – это незаполненность периферии решетки, что может привести к увеличению расхода теплоносителя по периферии ТВС и к уменьшению расхода через «горячие» ячейки ТВС. Для ПР ОКБМ – сложность конструкции, ее нетрадиционность для решеток ВВЭР, что усложняет проблему унификации оборудования.

Общей особенностью решеток конструкции и ОКБМ, и ОКБ «Гидропресс» является отсутствие функции дистанционирования. Условием надежной работы ТВС с этими решетками является сохранение зазоров между решетками и твэлами, которые в ТВС конструкции ОКБМ составляют всего 0,7 мм. Выдержать такие зазоры в течение всего срока службы ТВС гораздо сложнее, чем перейти к дистанционированию и получить сразу два выигрыша: избавиться от проблем, связанных с опасностью касания твэлов элементами ПР, и обеспечить дополнительное дистанционирование твэлов на самом «горячем» участке ТВС, где наиболее вероятно искривление твэлов. Таким образом, наделение ПР функцией дистанционирования повысило бы технические характеристики ТВС.

В качестве альтернативы разработанных ОКБ «Гидропресс» и ОКБМ конструкций ТВС с ограниченным числом ПР можно предложить следующее решение. Обычная ДР оказывает интенсифицирующее воздействие, однако оно затухает до следующей дистрещетки из-за большого шага расположения ДР. Поэтому в условиях дефицита запасов по гидравлическим потерям привлекательной является установка на «горячем» аксиальном участке ТВС между каждой парой обычных ДР одной облегченной ДР, которая обладает таким же интенсифицирующим воздействием, как и обычная ДР. Облегченная ДР может иметь меньшую высоту, чем обычная ДР (например, 15 мм вместо 30 мм), что позволит заметно снизить гидравлическое сопротивление и сохранить интенсифицирующее воздействие таким, как у обычной ДР.

Ниже приведены экспериментальные данные, подтверждающие возможность повышения запасов до кризиса теплоотдачи за счет более частого расположения ДР.

Экспериментальное исследование интенсификации тепломассообмена на моделях ТВС реакторов ВВЭР

В последние несколько лет в ФЭИ, ОКБМ и ОКБ «Гидропресс» проведены эксперименты на моделях

ТВС реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 с РИ. Получено значительное повышение перемешивания теплоносителя по сравнению с пучком с обычными ДР (до 5 раз) и повышение критических тепловых потоков (до 40 %).

В РНЦ «Курчатовский институт» исследовалась возможность повышения критических тепловых потоков за счет более частого расположения обычных ДР. Эксперименты проведены на стенде КС на 19-стержневых пучках стержней. Имитаторы твэлов наружным диаметром 9,1 мм были расположены по треугольной решетке с шагом 12,8 мм. Фиксация взаимного расположения имитаторов твэлов осуществлялась ДР, располагаемыми с шагами 340, 255 и 170 мм.

Исследования выполнены на двух пучках, различающихся аксиальным распределением тепловыделения. В первом пучке был смоделирован характерный для конца работы топливной загрузки профиль тепловыделения с максимумом в верхней половине активной зоны. Для этого пучка использовано обозначение ЕОС (End of Company). Другой пучок имел равномерное по высоте тепловыделение. Обозначение пучка – U (uniform). В обоих пучках радиальное распределение тепловыделения было равномерным, а обогреваемая длина составляла 2,5 м.

При подготовке новых экспериментов изменение шага расположения ДР производилось путем их перемещения по длине пучка.

Эксперименты проведены при давлении 16 МПа, массовой скорости теплоносителя в месте кризиса 1000, 2000, 3000 и 4000 кг/(м²·с), относительной энталпии теплоносителя в «горячей» ячейке в аксиальной координате кризиса теплоотдачи от -0,1 до 0,3.

На рис. 2 экспериментальные данные, полученные при массовой скорости теплоносителя 4000 кг/(м²·с), представлены в виде отношений критического теплового потока для пучка с шагом расположения ДР меньшим 340 мм (q_{cr}^{340} или q_{cr}^{170}) к критическому тепловому потоку для пучка с шагом расположения ДР 340 мм (q_{cr}^{340}) при одинаковых определяющих параметрах:

$$k^{int} = q_{cr}^{H<340} / q_{cr}^{340} \quad (2)$$

Как видно из рис. 2, экспериментальные данные при одинаковых шагах расположения ДР для обоих пучков стержней (с равномерным и неравномерным аксиаль-

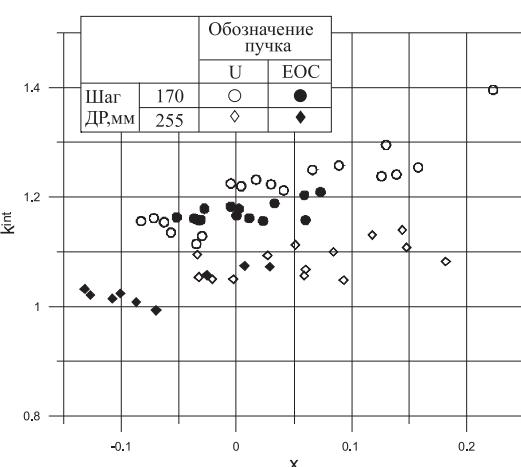


Рис. 2. Зависимость фактора k^{int} в соответствии с выражением (2) от относительной энталпии теплоносителя в «горячей» ячейке в аксиальной координате кризиса теплоотдачи x при массовой скорости теплоносителя 4000 кг/(м²·с)

ным профилем тепловыделения) совпали. С уменьшением шага расположения ДР критические тепловые потоки возрастают. Повышение критического теплового потока при данном шаге расположения ДР становится более значительным при росте относительной энталпии теплоносителя в месте кризиса. Для значений относительной энталпии 0 – 0,1, характерных для «горячих» ячеек в проектных расчетах ТВС в стационарных рабочих режимах реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200, при уменьшении шага расположения ДР с 340 мм до 170 мм, критические тепловые потоки возрастают на 15 – 20 %, а при уменьшении шага расположения ДР с 340 мм до 255 мм – приблизительно на 5 %.

При массовой скорости теплоносителя 3000 кг/(м²·с) в диапазоне относительной энталпии 0 – 0,1 с уменьшением шага расположения ДР с 340 мм до 170 мм, критические тепловые потоки возрастают на 10 – 15 %, а при уменьшении шага расположения ДР с 340 мм до 255 мм – приблизительно на 2 %.

При массовой скорости теплоносителя 2000 кг/(м²·с) и ниже во всем диапазоне изменения относительной энталпии (от – 0,1 до 0,3) заметного повышения критических тепловых потоков с уменьшением шага расположения ДР в экспериментах не отмечено.

Эксперименты проведены на пучках с равномерным радиальным распределением тепловыделения, поэтому повышение поперечного перемешивания за счет дополнительной турбулизации потока не могло существенно снижать энталпию теплоносителя в месте кризиса теплоотдачи и тем самым повышать критические тепловые потоки. В данном случае более важное значение имеет интенсификация теплообмена за счет дополнительной турбулизации потока в «горячих» ячейках пучка стержней. Наибольший интенсифицирующий эффект имеет место непосредственно после ДР, а затем он экспоненциально ослабевает по ходу потока. Поэтому при больших шагах между решетками интенсифицирующий эффект, создаваемой предыдущей решеткой, не достигает следующей решетки.

Необходимо отметить, что получаемую в экспериментах эффективность интенсификаторов тепломассообмена пока можно отнести только к исследованным экспериментальным моделям ТВС из-за имеющихся неопределенностей. Особенно это характерно для пучков с малым числом стержней (7, 19). В таких пучках значительно влияние периферийной зоны, в которой затухает поперечное перемешивание теплоносителя, характеризующее данный тип РИ. Это должно приводить к снижению эффективности интенсификаторов. Однако из-за близкого расположения «горячих» и «холодных» зон пучка эффективность даже заниженного поперечного перемешивания может значительно повышаться.

Для получения представительных экспериментальных данных об эффективности РИ необходимо проведение исследований на пучках с числом стержней 37 и более. Это позволит более обоснованно переносить результаты экспериментов на натуру и разработать надежные расчетные методы.

Перспективы развития конструкции ТВС с РИ

Как отмечено выше, особенностью первых разработок решеток-интенсификаторов, названных перемешивающими решетками, является отсутствие функции дистанционирования. Эта особенность приводит к не-

обходимости выдерживать малые зазоры между элементами ПР и твэлами (0,7 мм в ПР конструкции ОКБМ), что, наряду с имеющимися другими недостатками ПР, делает привлекательным использование вместо ПР обычных ДР или ДР уменьшенной высоты.

Эффективность ДР может быть повышена за счет штампованных выступов в ячейках решетки, создающих при небольшом повышении гидравлического сопротивления направленные поперечные перетечки теплоносителя. В итоге получается дистанционирующая решетка-интенсификатор (ДРИ). В целях минимизации гидравлического сопротивления возможно оснащение ДРИ ограниченным числом выступов, направляющих теплоноситель только в ячейки пучка, расположенные у направляющих каналов, или только в «горячее» пятно ТВС реактора ВВЭР-1200, расположенное в районе измерительного канала.

В перспективе ДРИ необходимо рассматривать не как промежуточные решетки, устанавливаемые между обычными ДР, а как унифицированные дистанционирующие решетки-интенсификаторы (УДРИ) с функцией дистанционирования и интенсификации. УДРИ устанавливаются либо только в верхней части ТВС (на участке с минимальными запасами до кризиса теплоотдачи), либо по всей высоте активной зоны с переменным шагом. Во втором случае в нижней части ТВС шаг расположения УДРИ может быть равным 510 мм (как в ТВСА-АЛЬФА) и снижаться до 170 мм на участке с минимальными запасами до кризиса теплоотдачи. Это обеспечит повышение критических тепловых потоков на 30 – 50 %. Разумеется, в случае размещения УДРИ по всей высоте ТВС должен быть решен вопрос об обеспечении более высокого перепада давления на активной зоне реактора.

Выводы

- Предлагается в ТВС реактора ВВЭР-1000 и создаваемых на его основе перспективных реакторах использовать РИ с функцией дистанционирования – унифицированные дистанционирующие решетки-интенсификаторы (УДРИ). При ограниченном числе устанавливаемых в ТВС РИ возможно использование дополнительных ДР уменьшенной высоты.

- На основании экспериментов на модели ТВС реактора PWR получено, что при массовых скоростях теплоносителя 3000 – 4000 кг/(м²·с) за счет интенсификации тепломассообмена критические тепловые потоки повышаются на 30 – 50 %. Такой же эффект можно ожидать и при расположении УДРИ по всей высоте ТВС в реакторах ВВЭР. При использовании ограниченного числа РИ (либо дополнительных ДР) можно ожидать повышение критических тепловых потоков при относительных энталпиях теплоносителя 0 – 0,1, характерных для «горячих» ячеек ТВС в стационарных рабочих режимах реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200, на 15 – 20 %.

- В эксперименте эффект интенсификации часто получается завышенным из-за большой радиальной неравномерности подогрева теплоносителя, связанной с радиальной неравномерностью тепловыделения и теплогидравлической неравноценностью ячеек пучка. Особенно это характерно для пучков с малым числом стержней (7, 19). Для обоснованного выбора перспективных конструкций РИ необходимо проведение экспериментов на представительных моделях ТВС с числом имитаторов твэлов не менее 37.

Список литературы

1. В.В. Большаков, Л.Л. Кобзарь, Ю.М. Семченков. Сравнение теплогидравлических характеристик ТВС реакторов типа ВВЭР и PWR на основе экспериментов. Труды пятой Международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», г. Подольск, 2007.
2. Л.Л. Кобзарь, Д.А. Олексюк. Развитие и верификация программы SC-1, предназначеннной для поячайкового теплогидравлического расчета активных зон ВВЭР. Труды второй Всероссийской научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», Подольск, 2001.
3. В.И. Астахов, Ю.А. Безруков, С.А. Логвинов, В.Г. Брантов. Исследование влияния профиля тепловыделения по длине на кризис теплообмена в пучках стержней. Труды семинара «Теплофизика-78», т. 2. - Будапешт, 1978. – с. 589-600.

СОЗДАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ СИСТЕМЫ ПО СОПРОВОЖДЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА НА ЭНЕРГОБЛОКАХ ВВЭР-1000

**Лиханский В.В., Евдокимов И.А., Сорокин А.А.,
Канюкова В.Д., Зборовский В.Г.
ФГУП ГНЦ РФ ТРИНИТИ, г. Троицк, Московская обл.
Угрюмов А. В.
ОАО «ТВЭЛ»
Рябинин Ю.А.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Терещенко А.Б., Кравченко Ю.Н., Горобцов Л.И.,
Голубев Е.И., Бондаренко А.В.
Нововоронежская АЭС**

1. Введение

В настоящее время ведутся работы по повышению экономической эффективности АЭС России. Одним из направлений при этом является продление сроков эксплуатации и переход к повышенным выгораниям ядерного топлива, обеспечение работы АЭС в условиях жестких диспетчерских ограничений (маневренные режимы работы реакторов). Решение этих задач достигается, в частности, за счет внедрения новых топливных циклов и ТВС модернизированных конструкций.

Для обеспечения безопасной работы ядерного топлива в новых более жестких условиях эксплуатации требуется надежные методы контроля и прогнозирования поведения топлива во время работы энергоблока. Для этих целей за рубежом создаются компьютерные системы по сопровождению эксплуатации топлива. Производители топлива, способные предложить подобные системы, приобретают дополнительные конкурентные преимущества на мировом рынке. Системы по сопровождению эксплуатации топлива обычно решают два блока задач. Во-первых, с их помощью осуществляют мониторинг/прогноз состояния герметичного топлива в активной зоне, включая контроль потвэльных характеристик. При этом могут определяться выход газовых продуктов деления и изменение микроструктуры топлива в твэлах, механические напряжения в оболочках, приближение к порогам разрушения оболочки с учетом деградации свойств материала при длительном облучении в реакторе. Второй задачей мониторинга состояния активной зоны является контроль герметичности топлива (КГО) на энергоблоке.

Необходимость КГО связана с тем, что в некоторых случаях при эксплуатации в оболочке твэла может об-

разоваться сквозной дефект. Через дефект из твэла в теплоноситель начинают поступать радиоактивные продукты деления. Потребованиям радиационной безопасности необходимо своевременно идентифицировать наличие ТВС с негерметичными твэлами в активной зоне, а при плановых перегрузках топлива (ППР) – в сжатые сроки находить такие ТВС. Потери времени на поиск негерметичных сборок могут приводить к заметному снижению энерговыработки на АЭС.

Создание систем по мониторингу состояния топлива в активной зоне за рубежом проводят путем интегрирования расчетных топливных кодов с системами внутриреакторного контроля (СВРК) энергоблоков. Известно несколько различных систем подобного типа, работающих в режиме on-line. К ним, например, относится американская система BEACON [1,2] для реакторов PWR, программный комплекс PES [3] (в комбинации с системой BEACON) в Чехии, комплекс SCORPIO [4] в Словакии. Обычно подобные системы являются многоуровневыми. Каждый уровень отвечает за решение отдельного блока задач. Это дает возможность гибко адаптировать систему под нужды конкретных пользователей. Наличие удобного графического интерфейса облегчает понимание персоналом АЭС процессов в активной зоне, позволяет более оперативно и обоснованно принимать решения.

Для контроля герметичности топлива создаются диагностические системы, основанные на использовании специальных расчетных средств. Известными зарубежными системами по контролю герметичности топлива во время работы реактора являются, например, французская система на основе кода DIADEME [5], венгерская система с кодом RING [6], комплексы PEPA [7] (Чехия) и PCMS (Словакия). Как правило, параметры дефектного топлива в подобных диагностических системах оцениваются по результатам измерения активности теплоносителя, исходя из усредненных параметров работы энергоблока. На практике системы по контролю герметичности обычно совмещают с системами мониторинга состояния герметичного топлива. Например, это совместно используемые блоки SCORPIO-PCMS (Словакия) и PES-PEPA [8] (Чехия). Разработка интегральной экспертной системы по сопровождению эксплуатации топлива в настоящее время начата в Корее [9].

Актуальным является развитие подобной системы и для российских энергоблоков ВВЭР. В настоящей работе описана опытная версия компьютерной системы по сопровождению эксплуатации топлива ВВЭР, созданная для 5-го блока Нововоронежской АЭС. Основу компьютерной системы составляет модернизированная методика КГО на работающем реакторе. Система позволяет оценивать текущий уровень дефектности активной зоны и прогнозировать поведение негерметичного топлива. Для повышения надежности оценок параметры негерметичного топлива во время работы энергоблока оцениваются с учетом данных СВРК. В опытную систему также включены предварительные упрощенные версии модулей для мониторинга состояния герметичного топлива.

2. Модернизированная методика КГО на работающем реакторе

Модернизированная методика КГО на работающем реакторе ВВЭР-1000 разработана на основе кода РТОП-СА [10,11]. Механистический код РТОП-СА был создан

для определения активности теплоносителя в первом контуре реактора и для оценки деградации свойств топлива и оболочки твэла после разгерметизации. В 2009 г. код РТОП-СА был аттестован в Ростехнадзоре.

По данным об активности реперных радионуклидов в теплоносителе первого контура модернизированная методика позволяет определять следующие параметры:

- массу топливных отложений в активной зоне – по активности ^{134}I ;
- наличие негерметичных ТВС в активной зоне – по соотношению активностей радионуклидов ^{131}I и ^{134}I и по наличию всплесков активности долгоживущих радионуклидов йода, цезия и ксенона;
- выгорание дефектного топлива – по соотношению активностей ^{134}Cs и ^{137}Cs при спайк-эффекте;
- выгорание дефектного топлива – по дополнительной методике, основанной на анализе соотношений активности газовых продуктов деления ($^{85\text{m}}\text{Kr}$, ^{88}Kr , ^{135}Xe) при работе реактора в стационарном режиме по мощности;
- количество негерметичных твэлов – по активности радионуклидов йода;
- размер дефекта (мелкий/крупный) – по данным об активности газовых продуктов деления и радионуклидов йода.

Использование дополнительного метода оценки выгорания дефектного топлива по активности газовых продуктов деления дает следующие преимущества.

1. Выгорание дефектного топлива может быть оценено даже в тех случаях, когда спайк-эффект по ^{134}Cs и ^{137}Cs не регистрируется. Это возможно, например, для ТВС 1-го и начала 2-го года эксплуатации, поскольку цезий не успевает наработатьсь в заметном количестве в топливе с невысоким выгоранием.

2. Если в активной зоне находится одна негерметичная ТВС или несколько ТВС с близким выгоранием, совместное использование двух методов оценки выгорания дефектного топлива позволяет снизить диапазон неопределенности оценок. В результате значительно сужается круг ТВС, «подозрительных» на негерметичность и подлежащих обязательной проверке при пенальном КГО на остановленном реакторе.

3. В случаях, когда в активной зоне одновременно находятся негерметичные ТВС с малым и большим сроком эксплуатации, совместное использование двух методов оценки выгорания позволяет более надежно определять параметры дефектного топлива. Дело в том, что твэлы с одинаковой степенью дефектности, но значительно отличающиеся по выгоранию будут давать существенно разный вклад в активность ^{134}Cs и ^{137}Cs при спайк-эффекте и в активность газовых продуктов деления. Активность газовых продуктов деления при работе реактора на постоянной мощности будет определяться выходом из более энергонапряженного негерметичного твэла (повышенные мощности характерны для малых и умеренных выгораний). При спайк-эффекте преобладающий вклад в активности ^{134}Cs и ^{137}Cs будет вносить твэл с более высоким выгоранием (цезий нарабатывается в топливе постепенно, его содержание в свежих твэлах мало). Таким образом, если в активной зоне одновременно присутствуют ТВС с разным сроком эксплуатации, то анализ активности газовых продуктов деления позволяет идентифицировать наличие негерметичных сборок вблизи нижней границы диапазона выгораний. Анализ спайков цезия позволяет обнаруживать ТВС вблизи верхней границы диапазона выгораний.

Для оценки выгорания дефектных ТВС по активности газовых продуктов деления используется зависимость радиационного выхода продуктов деления от изотопного состава топлива (подробнее см. [10]). При делении ядер урана и плутония радионуклиды образуются с разной вероятностью. Поэтому с ростом выгорания – по мере накопления в топливе плутония – могут меняться скорости наработки и выхода продуктов деления из негерметичных твэлов. Эффективность выхода изотопов криптона ($^{85\text{m}}\text{Kr}$, ^{88}Kr) уменьшается с выгоранием значительно сильнее, чем для ксенона (^{135}Xe). В результате измеренное в теплоносителе отношение активностей радионуклидов криптона и ксенона является мерой выгорания дефектного топлива.

Оценка параметров дефектного топлива во время работы реактора в модернизированной методике проводится путем сравнения текущих данных по активности теплоносителя с экспертной расчетной базой данных. Расчетная база данных создается заранее с помощью серийных расчетов по коду РТОП-СА. В расчетах варьируется размер и высотное положение дефекта, линейная мощность, выгорание и момент разгерметизации твэла. Стандартная база данных включает более 10 тысяч различных расчетных вариантов. Сравнение экспертной базы данных с измеренными отношениями активностей $^{85\text{m}}\text{Kr}/^{135}\text{Xe}$ и $^{88}\text{Kr}/^{135}\text{Xe}$ в теплоносителе позволяет оценивать выгорание дефектного топлива. Аналогичный принцип используется для оценки количества негерметичных твэлов в активной зоне. При этом используются результаты измерения активности теплоносителя по радионуклидам йода $^{131,133,135}\text{I}$ (подробнее см. [11]).

В 2005-2007 гг. на основе разработанных методов была создана «базовая» версия экспертной системы КГО на работающем реакторе. «Базовая» экспертная система представляла собой набор отдельных компьютерных программ, лишенных общего интерфейса и возможности автоматизированной загрузки данных АЭС. В «базовой» версии параметры дефектного топлива оценивались, исходя из усредненных параметров работы энергоблока (учитывалась только средняя мощность реактора). Данные СВРК по распределению мощности и выгорания в ТВС активной зоны не привлекались.

«Базовая» версия экспертной системы использовалась для апробации модернизированной методики КГО на работающем реакторе на энергоблоках ВВЭР-1000 Волгодонской, Балаковской, Калининской и Нововоронежской АЭС. Апробация проводилась путем сравнения прогнозных оценок параметров дефектного топлива с результатами КГО на остановленном реакторе. Ряд примеров применения «базовой» версии экспертной системы подробно описан в работах [10,11].

3. Создание компьютерной системы по сопровождению эксплуатации топлива

В 2009 г. на основе кода РТОП-СА и базовой версии экспертной системы КГО на работающем реакторе для 5-го блока Нововоронежской АЭС (ВВЭР-1000) была создана опытная версия компьютерной системы по сопровождению эксплуатации топлива. Основной блок компьютерной системы предназначен для решения задач КГО на работающем реакторе. В рамках одной компьютерной программы с удобным графическим интерфейсом пользователя созданная система объединяет возможности оценки параметров дефектного то-

плива во время работы реактора и возможности прогнозирования активности на предстоящую кампанию. Для повышения надежности оценок компьютерная система интегрирована с СВРК 5-го энергоблока (ПТК «КРУИЗ»). Данные по распределению мощности и выгорания в каждой ТВС активной зоны используются при анализе. Прогноз активности на предстоящую кампанию проводится по коду РТОП-СА с использованием результатов нейтронно-физических расчетов по эволюции мощности и выгорания в ТВС активной зоны (расчитываются по программе «ПЕРМАК»).

Все процедуры обработки данных по активности теплоносителя в компьютерной системе полностью автоматизированы. Оценка уровня дефектности активной зоны занимает малое время и экономит время персонала. Высокая скорость работы системы обеспечивается за счет использования расчетных экспертных баз данных, заранее созданных с помощью кода РТОП-СА. При проведении анализа из расчетной базы данных осуществляются выборки, соответствующие текущим данным СВРК. Параметры дефектного топлива определяются путем сопоставления полученных выборок с данными по активности теплоносителя. Это фактически позволяет отслеживать состояние активной зоны в режиме близком к режиму on-line.

По завершении анализа уровня дефектности активной зоны компьютерная система автоматически создает отчет, содержащий результаты оценок в графическом и текстовом виде. В частности, на картограмме активной зоны отображаются ТВС, которые необходимо проверять в первую очередь при КГО во время перегрузки топлива. Заблаговременная оценка параметров дефектного топлива позволяет заранее планировать и оптимизировать объем пенального КГО. Вместе с этим уменьшается риск ошибок, связанных с неправильной идентификацией негерметичности ТВС. Кроме того, можно заранее искать замену для негерметичной тепловыделяющей сборки. В результате можно заметно снизить сроки простоя энергоблока при ППР.

Дополнительный блок созданной компьютерной системы представляет собой предварительную версию подсистемы по мониторингу состояния герметичного топлива (включая потвэльный контроль¹). На данном этапе система позволяет определять вероятность контакта между топливом и оболочкой. В дальнейшем к контролируемым параметрам планируется добавить оценку механических напряжений в оболочке, газовыделения в твэлах и микроструктурных изменений в топливных таблетках.

Общая структура опытной компьютерной системы имеет следующий вид.

Блок I. Мониторинг текущего состояния топлива

1. Оценка уровня дефектности активной зоны во время работы реактора по данным об активности теплоносителя (с использованием данных СВРК).

2. Мониторинг и анализ текущего состояния герметичного топлива: оценка вероятности контакта топливо-оболочки в ТВС активной зоны в ходе кампании (с возможностью потвэльной оценки).

¹ Разработчиками ПТК «КРУИЗ» на 5-ом блоке НВАЭС добавлена возможность архивации данных СВРК по распределениям мощности и выгорания в каждом твэле ТВС активной зоны. Эти данные предназначены для выполнения потвэльных оценок состояния герметичного топлива.

Блок II. Прогнозные оценки состояния активной зоны на предстоящую кампанию

1. Прогноз активности теплоносителя при планируемой загрузке в активную зону негерметичной ТВС (с учетом данных на предстоящую кампанию по распределению энерговыделения в ТВС, рассчитанных по программе ПЕРМАК). Размер дефекта в негерметичном твэле можно определить при пенальном КГО с помощью модернизированной методики («методики с циклированием давления» в пенале СОДС), [12].

2. Прогнозная оценка состояния герметичного топлива: оценка вероятности контакта топливо-оболочки в наиболее энергонапряженных твэлах ТВС активной зоны в ходе предстоящей кампании (с использованием расчетных данных программы ПЕРМАК).

При прогнозировании активности теплоносителя используется расчетный код РТОП-СА. Формирование входного файла для кода и запуск расчета происходят автоматически по команде пользователя. В ходе выполнения расчета текущие прогнозные результаты по активности теплоносителя выводятся в рабочем окне программы в реальном режиме времени. В это время, не прерывая расчет, при необходимости можно работать с другими блоками компьютерной системы. Один расчет на современном компьютере составляет от 5 до 10 минут в зависимости от выгорания негерметичной ТВС, для которой проводится прогноз активности. По завершении работы кода в системе появляется информационное окно с сообщением об окончании расчета.

Созданная компьютерная система была использована для анализа данных по кампаниям №№ 23-26 на 5-ом блоке НВАЭС. Результаты анализа для кампаний, в которых имелись негерметичные сборки, полностью совпадали с результатами КГО после останова реактора.

4. Выводы

Разработанная модернизированная методика КГО на работающем реакторе, основанная на применении расчетного кода РТОП-СА, успешно апробирована на российских энергоблоках ВВЭР-1000 Волгодонской, Балаковской, Калининской и Нововоронежской АЭС. На основе модернизированной методики в 2009 г. была создана опытная версия компьютерной системы по сопровождению эксплуатации топлива. Система внедрена на 5-ом блоке Нововоронежской АЭС. Созданная компьютерная система позволяет осуществлять комплексную информационную поддержку персонала АЭС при анализе всех режимов нормальной эксплуатации энергоблоков, предоставляя (по необходимости) детальные данные о состоянии топлива в активной зоне. Совместно с имеющимися методами КГО на остановленном реакторе – сипинг-КГО и пенальный КГО, включая методику с циклированием давления, – это позволяет:

- повысить достоверность КГО в целом и обеспечить высокий уровень радиационной безопасности энергоблоков ВВЭР,
- повысить эффективность топливоиспользования,
- сократить сроки простоя энергоблоков при плановых перегрузках топлива,
- снизить дозовые нагрузки на персонал.

По сравнению с зарубежными аналогами созданная компьютерная система обладает следующими преимуществами. Во-первых, оценка параметров негерметичного топлива проводится с использованием механистического (основанного на физических моде-

лях) кода РТОП-СА. Это, в частности, позволяет гибко адаптировать систему при внедрении на АЭС топлива модернизированных конструкций. В основу большинства западных диагностических систем положены корреляционные расчетные средства, что существенно затрудняет переход к новым типам топлива и новым топливным циклам. Во-вторых, анализ в созданной компьютерной системе проводится не по усредненным характеристикам работы энергоблока, как в большинстве существующих диагностических систем, а с использованием детальных данных СВРК. Это позволяет повысить надежность и снизить диапазон неопределенности оценок по состоянию топлива в активной зоне.

На основе разработанной системы в дальнейшем планируется создать интегральные компьютерные комплексы по сопровождению эксплуатации топлива для всех российских энергоблоков ВВЭР-1000.

Список литературы

1. W.A. Boyd, R.W. Miller, "The BEACON On-Line Core Monitoring System: Functional Upgrades and Applications," Proc. Specialists' Meeting "In-core instrumentation and core assessment", Mito-shi, Japan, 14-17 October, 1996.
2. W.A. Boyd, G. Mangham, "Online Fuel Duty Monitoring Using the Beacon™ 7 Core Monitoring System," Proc. 2010 LWR Fuel Performance Meeting (TopFuel 2010), September 26-29, 2010, Orlando, Florida, USA.
3. M. Kamar, J. Bea, I. Smiesko, "Fuel Reliability of Bohunice NPP," IAEA-TECDOC-CD-1345, p.257.
4. Reactor Core Monitoring System for Bohunice V2 Unit 3&4. Phare Project No: PH 2.01.97, December 2000.
5. Parrat D., Genin J.B., Musante Y. et al., «Failed Rod Diagnosis and Primary Circuit Contamination Level Determination Thanks to the DIADEME code», Proc. IAEA Int. Tech. Meeting on Fuel Failure in Water Reactors: Causes and Mitigation, 17-21 June 2002, Bratislava, Slovakia, pp.265-276.
6. Hózér Z., "Simulation of Leaking Fuel Rods," Proc. 6th Int. Conf. WWER Fuel Performance "Modelling and Experimental Support", Albena, Bulgaria, Sept.19-23, 2005, paper 3B.9.
7. M. Semmler, M. Martykan, J. Cizek, M. Valach, J. Hejna, "Summary of Technical Development on the On-Line Monitoring and Fuel Failure Evaluating System at the Temelin NPP," IAEA-TECDOC-CD-1345, p.315.
8. Barta O., et al., "The application of the PES-PEPA Expert System at the Dukovany Power NPP," Proc. Tech. Meet. Fuel Failure in Normal Operation of Water Reactors, 26-29 May 1992, Dimitrovgrad, Russia, pp.100-105.
9. K. Kim, S. Yang, J. Kim, H. Yoon, Y. Kim, "Development of Comprehensive Fuel Reliability Monitoring and Analysis Workstation," Proc. 2010 LWR Fuel Performance Meeting (TopFuel 2010), September 26-29, 2010, Orlando, Florida, USA.
10. V.V. Likhanskii, I.A. Evdokimov, et al., "WWER Expert System for Fuel Failure Analysis Using Data on Primary Coolant Activity," Proc. TopFuel 2007, San Francisco, CA, USA, Sept. 30 – Oct. 3, 2007. Paper 1067, pp.237-244.
11. V.V. Likhanskii, I.A. Evdokimov, et al., "Applications of the RTOP-CA Code for Failed Fuel Diagnosis and Predictions of Activity Level in WWER Primary Circuit," Proc. Int. Conf. TopFuel 2009, Paris, France, September 6-10, 2009, Paper 2054, p.151.
12. Типовая методика контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов. Сборки тепловыделяющих ядерных реакторов ВВЭР-1000. РД ЭО 1.1.2.10.0521-2008 ЭНЕРГОАТОМ, 2008 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ПО ОБОСНОВАНИЮ ИЗМЕНЕНИЙ ПЕРИОДИЧНОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ, ТОИР И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПРОВЕРОК ОБОРУДОВАНИЯ РУ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС С ВВЭР-1000

**Рыжов С.Б., Мохов В.А., Беркович В.Я.,
Пиминов В.А., Куприянов В.Е., Емелин А.А.
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»**

Введение

«Подпрограмма перехода на 18-ти месячный топливный цикл энергоблоков ВВЭР-1000» № АЭС ПРГ-103К(1.6)2007 предусматривает перевод всех энергоблоков с ВВЭР-1000 (кроме энергоблока № 5 Нововоронежской АЭС) на эксплуатацию при 18-ти месячном межремонтном периоде на мощности 104 % Нном.

Пилотным энергоблоком с ВВЭР-1000 в программе увеличения межремонтного периода до 18-ти месяцев является энергоблок № 1 Балаковской АЭС, для которого в 2007–2008 г.г. ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» выполнило проектное обоснование возможности увеличения до 18-ти месяцев периодичности ТОиР в части проверок и испытаний оборудования и трубопроводов РУ и возможности увеличения с 4 до 6 и более лет периодичности эксплуатационного контроля металла и технического освидетельствования.

В 2008 – 2009 г.г. ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» выполнило аналогичные работы по обоснованию возможности увеличения межремонтных периодов до 18-ти месяцев для энергоблоков № 2, 3, 4 Балаковской АЭС, энергоблоков № 1, 2, 3 Калининской АЭС, энергоблока № 1 Волгодонской АЭС. Обоснования разработаны с учетом результатов работ для энергоблока № 1 Балаковской АЭС, прошедших экспертизу в НТЦ ЯРБ.

Обоснование увеличения периодичности регламентных эксплуатационных проверок и испытаний

Обоснование возможности увеличения межремонтного периода выполнялось, с целью продемонстрировать, что при увеличении продолжительности между регламентными проверками и испытаниями будет обеспечено выполнение нормативных требований к показателям надежности оборудования и трубопроводов.

Проектное обоснование возможности увеличения межремонтных периодов оборудования и трубопроводов РУ выполнялось по методике, включающей:

- анализ требований нормативных и проектных документов по периодичности проведения испытаний и проверок оборудования РУ, а также показателей надежности;
- формирование перечня оборудования и трубопроводов РУ, на которые распространяются требования нормативной и проектной документации в части проверок, испытаний, контроля металла и технического освидетельствования;

- анализ эксплуатационной информации о характере и причинах выявленных отказов оборудования РУ и подготовке статистических данных для расчета показателей надежности;
- расчёт показателей надежности оборудования РУ по статистическим данным и сравнением полученных результатов с нормативными или проектными значениями;
- выводы о допустимости увеличения до 18 месяцев периодов между проверками и испытаниями оборудования РУ.

Объектом исследования являлись системы и оборудование РУ, для которых в нормативной и проектной документации установлены регламентные требования по составу и периодичности проверок и испытаний, выполняемых в межремонтный период (в период останова блока на перегрузку топлива):

- реактор в сборе;
- главный циркуляционный трубопровод;
- парогенератор ПГВ-1000М с опорами;
- система компенсации давления;
- система аварийного охлаждения зоны (пассивная часть);
- главный циркуляционный насос;
- импульсно-предохранительное устройство компенсатора давления (входит в проектные границы СКД);
- импульсно-предохранительное устройство емкости САОЗ (входит в проектные границы САОЗ);
- импульсно-предохранительное устройство парогенератора.

В качестве источников информации использовались нормативные документы [1, 2, 3, 4, 5], проектные и эксплуатационные документы рассматриваемого энергоблока. В анализах надежности учтён также опыт и результаты эксплуатации аналогичного оборудования в составе РУ действующих блоков АЭС с ВВЭР-1000 (данные по наработкам и отказам оборудования РУ).

В число рассчитанных показателей надежности, установленных в нормативных и проектных документах, вошли:

- средняя наработка на отказ;
- среднее время восстановления;
- вероятность безотказной работы на заданном интервале времени (или в пределах заданной наработки);
- коэффициент эксплуатационной готовности.

Результаты выполненных анализов и обоснований по допустимости увеличения до 18 месяцев периодов между испытаниями и проверками элементов и систем РУ, проводимых в период остановов блока на перегрузку топлива, показали:

- требования нормативного документа [3] устанавливают ограничения по периодичности проверок и испытаний предохранительных клапанов в составе ИПУ КД, ИПУ ГЕ САОЗ и ИПУ ПГ, а именно: проверка работоспособности элементов ИПУ должна проводиться не реже одного раза за 12 месяцев эксплуатации;
- проектные документы (ТОБ РУ, регламенты проверок и испытаний систем и оборудования) не содержат ограничивающих требований по продолжительности периода между проверками рассмотренного оборудования; согласно проектным документам проверки должны быть выполнены до или после проведения необходимых работ во время планового останова с перегрузкой топлива;

- в процессе эксплуатации энергоблоков АЭС проверки оборудования РУ выполнялись по графикам в установленные сроки и в полном объёме (согласно ТОБ РУ, регламентам проверок и испытаний систем и оборудования);
- по данным АЭС результаты проверок оборудования РУ энергоблоков АЭС соответствуют проектным требованиям и приёмочным критериям и не показывают тенденции к ухудшению контролируемых параметров;
- выявленные и учтённые в анализе надёжности отказы оборудования относятся к категории ожидаемых (с вероятностью возникновения не менее 10^{-2} согласно ИНЕС - Международная шкала ядерных событий) и предусмотренных в проектной и эксплуатационной документации;
- по влиянию на безопасность выявленные отказы оборудования РУ не приводили к нарушениям пределов и условий безопасной эксплуатации;
- из анализа информации о нарушениях в работе АЭС следует, что выявленные отказы были обусловлены причинами, не зависящими от продолжительности работы РУ на мощности между регламентными проверками оборудования, выполняемыми в период ППР с перегрузкой топлива;
- отказы ИПУ КД, ИПУ ГЕ САОЗ и ИПУ ПГ по функции защиты оборудования РУ от превышения давления не зафиксированы;
- рассчитанная по статистическим данным вероятность безотказной работы предохранительных клапанов ИПУ КД, ИПУ ГЕ САОЗ и ИПУ ПГ составляет:
 - 1) не менее 0,998 для существующих (12 месяцев) периодов между проверками ИПУ;
 - 2) не менее 0,996 для планируемых (18 месяцев) периодов между проверками ИПУ и, тем самым, удовлетворяет нормативным требованиям [4] (0,995);
- рассчитанная по статистическим данным вероятность безотказной работы электроприводной арматуры систем, важных для безопасности составляет: 0,97 для регулирующих клапанов и 0,98 для задвижек на трубопроводе впрыска в КД, что удовлетворяет нормативным требованиям [4] (0,94 - для регулирующих клапанов и 0,95 - для задвижек);
- на основании анализа статистических данных по периодичности обнаружения дефектов в сварных швах № 111 ПГ на блоках АЭС с ВВЭР-1000, анализа сводных данных по результатам контроля системой «АВГУР» в 2007 – 2008 г.г сварного шва № 111 ПГ на блоках №№ 1 – 4 Балаковской АЭС и заключения ОАО НПЦ «ЭХО+» увеличение до 18 месяцев периода контроля металла «горячего» коллектора ПГ (зона сварного соединения № 111) возможно при условии выполнения рекомендованных ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» мероприятий, предусматривающих, в частности, поддержание чистоты (отсутствие отложений) в «карманах» ПГ и проведение ручного и автоматического измерительного контроля металла, обеспечивающего выявление дефектов в начальной стадии развития;
- полученные оценки средней наработки на отказ рассмотренного оборудования РУ (до 100000 часов и более) значительно превышают существующую продолжительность между проверками и испытаниями, выполняемыми в период ППР с перегрузкой топлива и составляющую на действующих блоках АЭС с ВВЭР-1000 величину 7000 - 8000 часов;

- один из факторов, влияющих на реализацию плана увеличения межремонтного срока ГЦН-195М – наличие в составе насоса элементов с ограниченными ресурсными характеристиками, которые определяют периодичность проведения капитальных ремонтов насоса. Такими «критическими» элементами являются прессмасса 7B-2A нижнего радиального подшипника скольжения, элементы уплотнений из силицированного графита СГП (21000 часов) и резинотехнические изделия с ограниченным сроком эксплуатации. При продолжительности работы ГЦН-195М до капитального ремонта (24000 – 30000 часов), динамика увеличения зазоров в подшипниках и износ рабочих поверхностей «пар трения» ниже проектных. Из этого следует, что эксплуатация в течение 24000 – 30000 часов до замены изделий из 7B-2A и СГП обеспечивает работоспособность ГЦН;
- за весь период эксплуатации ГЦН не отмечено ни одного случая разрушения резинотехнических изделий (РТИ) и разуплотнения разъёмов, что может быть основанием для увеличения их ресурса до 3-х лет (21000 часов), поскольку это не противоречит требованиям и допускается ГОСТом;
- за время эксплуатации энергоблоков АЭС эксплуатационным контролем металла и гидравлическими испытаниями при проведении технического освидетельствования корпусов блоков уплотнений не выявлено каких-либо замечаний или дефектов. Исходя из этого, возможно увеличение периода их технического освидетельствования до 6 лет.

Перевод ГЦН-195М на 18-ти месячный ремонтный цикл возможен при выполнении следующих условий:

- замена резинотехнических изделий не реже одного раза в три года;
- замена нижнего графитофтопластового подшипника не реже одного раза в четыре года;
- проведение технического освидетельствования корпусов не реже одного раза в четыре года до получения одобрения Ростехнадзора на увеличение указанного срока до 6 лет;
- в период каждого ремонта проведение контроля вытяжки шпилек главного разъёма с последующей затяжкой до нормативных значений;
- составление графика перехода на измененную конструкцию главного разъёма ГЦН-195М под установку прокладки из терморасширенного графита «Графлекс».

Таким образом, результаты выполненных обоснований свидетельствуют о возможности увеличения до 18-ти месяцев периода между проверками и испытаниями основного оборудования РУ.

Возможность увеличения до 18-ти месяцев периодов между проверками и испытаниями оборудования РУ (ИПУ КД, ИПУ САОЗ, ИПУ ПГ, ГЦН) подтверждена также заключениями разработчиков и заводов – изготовителей отдельного оборудования («Sempell», «Vopr&Reuther», «ЗАО КЦКБА», ОАО «ЧЗЭМ», «Sebim», ОАО «ЦКБМ»).

Увеличение до 18-ти месяцев периодичности проверок и испытаний оборудования РУ (включая предохранительные устройства КД, ёмкостей САОЗ и ПГ) в течение проектного срока службы приводит:

- к уменьшению количества циклов динамического нагружения оборудования, что положительно сказывается на его ресурсных характеристиках;

- к снижению регламентного количества операций по техническому обслуживанию и ремонту и, соответственно, уменьшению влияния человеческого фактора на работоспособность оборудования РУ.

Обоснования возможности увеличения до 18-ти месяцев межремонтных периодов в части проверок и испытаний оборудования и трубопроводов РУ энергоблока № 1 Балаковской АЭС одобрены в НТЦ ЯРБ.

По итогам выполненных обоснований получена лицензия на опытно – промышленную эксплуатацию энергоблока № 1 Балаковской АЭС в увеличенной по продолжительности 18-ой топливной кампании.

Обоснование увеличения периодичности контроля металла и технического освидетельствования

При обосновании возможности увеличения периодичности контроля металла и технического освидетельствования были использованы подходы, которые основываются на вероятностных методах механики разрушения (ВАР).

Общая идея методологии заключалась в выборе периодичности контроля из критерия вида:

$$P(\text{периодичность контроля}) \leq [P],$$

где P – вероятность разрушения/течи элемента как функция периодичности контроля, $[P]$ – допускаемая вероятность разрушения/течи элемента.

В результате работ были разработаны и представлены на экспертизу обоснования о возможности увеличения с 4 до 6 и более лет периодов между контролем металла и техническим освидетельствованием оборудования РУ на основе ВАР.

При выполнении ВАР анализировались и использовались данные:

- рабочие условия работы РУ;
- расчетные режимы / расчетные события;
- механические свойства материалов (гарантированные значения);
- результаты статистического анализа механических свойств;
- результаты анализа химического состава (для элементов корпуса реактора в зоне облучения);
- результаты статистического анализа дефектов металла и сварных соединений;
- результаты статистического анализа характеристик разрушения;
- напряженное состояние;
- флюенс нейтронов (для элементов корпуса реактора в зоне облучения).

Анализ имеющейся в настоящее время базы данных по дефектам оборудования РУ показал, что имеющихся данных зачастую недостаточно для проведения качественного статистического анализа. Основная причина – малочисленность выборок в связи с небольшим количеством наблюдаемых на практике дефектов (например, на сварных соединениях и основном металле корпуса реактора), а так же отсутствием полной информации по заводской дефектности (по выявленным проходным дефектам).

Дополнительные трудности возникли при интерпретации измеряемых системами контроля эквивалентных площадей дефектов в реальные размеры дефектов (глубину и длину) и в связи с отсутствием кривых выявляемости (probability of detection - POD) для используемых систем контроля.

Для преодоления указанных проблем была разработана методика построения «постулированной дефектности», основанная на требованиях нормативной документации к системам контроля металла и размерам допускаемых дефектов. Кривые выявляемости дефектов системами контроля были приняты по результатам международной программы PISC [6].

Результаты, представленные в отчётах ВАР, позволяют сделать вывод, что увеличение периода технического освидетельствования и контроля металла с 4 до 6 и 7,5 лет допустимо, если выполняется ряд требований:

- чувствительность контроля металла соответствует нормативным требованиям [7, 8], для теплообменных трубок парогенератора [8];
- вероятность обнаружения дефектов при эксплуатации не хуже расчётной, в частности соответствует [6], для теплообменных трубок парогенератора – [8];
- размеры и количество дефектов не превышают рекомендемых значений, а так же выполняются дополнительные условия, принятые при проведении обосновывающих расчётов.

Для надёжной работы чехлов СУЗ дополнительно требуется наличие системы контроля протечек для выявления течи с расходом 72 кг/ч.

Для обеспечения работоспособности теплообменных труб парогенератора дополнительно необходимы условия:

- тенденция изменения количества дефектов в металле теплообменных трубок не ухудшится по сравнению с принятой в расчёте по результатам ВТК за предыдущий срок эксплуатации;
- объём контроля за период (6 или 7,5 лет) составит 100%;
- критерий глушения теплообменных труб – утонение более 74% от толщины стенки теплообменной трубы ПГ.

При переходе на 18-ти месячную топливную кампанию для того, чтобы образование течи более Ду 100 не превышала уровня 10^{-7} на реактор в год рекомендуется проводить контроль перемычек коллектора первого контура парогенератора не реже, чем раз в три года.

Из анализа результатов ВАР для сварного соединения №111 следует, что изменение периода контроля металла с 1 года до 1,5 лет приводит к уменьшению допускаемых размеров дефектов менее чем на 7%. Как показала практика, большое влияние здесь оказывают способности систем контроля выявлять и оценивать размеры дефектов.

Увеличение периодичности технического освидетельствования и контроля металла соединительно-трубопровода с 4 лет до 6 и 7,5 лет допустимо, при условии наличия системы контроля течей с расходом 15 кг/ч. Для трубопроводов впрыска и сброса требуется выявлять течи с расходом 35 кг/ч и 13 кг/ч соответственно. Для ГЦТ увеличение периодичности эксплуатационного контроля основного металла и сварных соединений и технического освидетельствования с 4 до 6 и 7,5 лет допустимо при наличии системы диагностики протечек теплоносителя с расходом 0,2 т/ч.

Обоснования возможности изменения периодичности эксплуатационного контроля металла и технического освидетельствования оборудования и трубопроводов РУ энергоблока № 1 Балаковской АЭС прошли экспертизу в НТЦ ЯРБ и находятся в стадии урегулирования замечаний экспертов Ростехнадзора.

Выводы

Выполненные обоснования свидетельствуют о возможности увеличения до 18-ти месяцев периода между проверками и испытаниями основного оборудования РУ.

Для безусловной реализации поставленных эксплуатирующей организацией задач необходимы:

- корректировка ФНП [3], дающая возможность увеличить периодичность проверок предохранительной арматуры, эксплуатационного контроля металла и технического освидетельствования при наличии соответствующих обоснований;
- совершенствование методического обоснования возможности изменения/оптимизации периодичности контроля металла и технического освидетельствования и согласование этой методологии с надзорным органом;
- внедрение в России процедур аттестации систем контроля, аналогичных PDI (США) или ENIQ (Европа);
- создание в России нормативной базы и инфраструктуры (независимый аттестационный орган) для аттестации систем ЭНК;
- продолжение работ по сбору и анализу баз данных по дефектности оборудования РУ, свойствам конструкционных материалов;
- дальнейшее изучение процессов коррозионного повреждения оборудования и создание количественных моделей, прогнозирующих закономерности возникновения и развития таких повреждений (пример – ЗДКР сварных швов ПГ).

Список литературы

1. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций, ОПБ-88/97. НП-001-97, (ПНАЭ Г-01-011-97), Москва, 1997
2. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций. НП-082-07, Москва, 2007
3. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПНАЭ Г-7-008-89, Москва, 2000
4. Арматура для оборудования и трубопроводов АЭС. Общие технические требования. ОТТ-87, Москва, 1992
5. Трубопроводная арматура для атомных станций. Общие технические требования. НП-068-05, Москва, 2005
6. S. Crutzen, H. Herkenrath & other. The contribution of PISC to NDT performance demonstration. In: the CEC/OECD Programme on the inspection of Steel Components. Vol. 1 No. 4 April 1992
7. Типовая программа эксплуатационного контроля состояния основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов атомных электростанций с ВВЭР-1000. АТПЭ-9-03. Министерство РФ по атомной энергии. Концерн Росэнергоатом, 2004
8. Performance Demonstration Tests for Eddy Current Inspection of Steam Generator Tubing. NUREG/CR-6227 PNNL-9433. Washington, May 1996

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЕКТА, ОБОРУДОВАНИЯ И СИСТЕМ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ПРИ ПОВЫШЕНИИ МОЩНОСТИ АЭС С ВВЭР-1000 ВЫШЕ НОМИНАЛЬНОГО УРОВНЯ

**Рыжов С.Б., Мохов В.А., Беркович В.Я.,
Воронков А.В., Мингазов Р.М.**
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

Мощность 104% от номинальной. Модернизация технического проекта реакторной установки

«Программа повышения мощности энергоблоков с ВВЭР-1000. №АЭС ВВЭР ПРГ-120 К04» на первом этапе предусматривает увеличение мощности до 104% от номинальной (3120 МВт) на двух референтных энергоблоках (на блоке №2 Балаковской АЭС и блоке №1 Ростовской АЭС) при обеспечении длительности топливных кампаний не более 350 суток, а на последующих этапах увеличение мощности на энергоблоках №1-4 Балаковской АЭС, энергоблоках №1-3 Калининской АЭС и энергоблоке №1 Ростовской АЭС с переходом на топливные загрузки с удлиненными топливными кампаниями длительностью до 510 эффективных суток.

Также запланировано увеличение мощности до 104% от номинальной на пусковом энергоблоке №2 Ростовской АЭС и на строящемся энергоблоке №4 Калининской АЭС после ввода в эксплуатацию.

Энергоблоки №3,4 Ростовской АЭС будут осваивать повышенный уровень мощности начиная с первой топливной кампании.

Во исполнение «Программы...» в 2006-2007 гг. ОКБ «ГИДРОПРЕСС» совместно с РНЦ «Курчатовский институт» и ОАО «ВНИИМ» выполнена модернизация проекта РУ с обоснованием безопасной эксплуатации референтных энергоблоков №2 Балаковской АЭС и №1 Ростовской АЭС на повышенном уровне мощности, в 2008-2009 гг. выполнены проектно-конструкторские работы по модернизации технических проектов РУ В-320, В-338 с обоснованием безопасной эксплуатации на уровне мощности 104% от номинальной при работе в 18 месячном топливном цикле.

На АЭС по результатам корректировки документации технических проектов РУ В-320 и В-338 выполнена корректировка эксплуатационной документации и модернизация автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Разработанная проектная документация прошла экспертизу в Ростехнадзоре при получении лицензий на эксплуатацию энергоблоков на повышенной мощности в 12 – 18 месячных топливных циклах и откорректирована по замечаниям экспертов.

По состоянию на начало 2010 года результаты испытаний и опытной эксплуатации референтных энергоблоков №2 Балаковской АЭС и №1 Ростовской АЭС, энергоблоков №1,3,4 Балаковской АЭС на повышенной мощности подтвердили проектные характеристики, отклонений от требований проекта не выявлено.

Как и предполагалось, для обоснования перехода РУ к эксплуатации на мощности 3120 МВт не потребовалось существенной модернизации оборудования РУ и АСУ ТП. Из выполненных модернизаций следует отметить:

- введение УПЗ (А3) при отключении одного ГЦН из четырех работающих;
- изменение уровня разгрузки при отключении одного ГЦН из четырех работающих;
- уменьшение зоны нечувствительности АРМ;
- модернизация ПО СВРК (при переходе к топливной кампании длительностью ~ 500 эффективных суток);
- снижение уставки рабочего ИПУ КД (для энергоблока №2 Балаковской АЭС).

Повышение тепловой мощности реакторной установки выше 104% от номинальной. Результаты

В 2008-2009гг. ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» совместно с РНЦ «Курчатовский институт» выполнен анализ технических возможностей по дальнейшему увеличению мощности реакторной установки до 107% - 110% от номинального значения для референтного блока №4 Балаковской АЭС.

Исходные положения

Для проведения анализов безопасности на повышенной мощности 107%, 110%, 112% $N_{\text{ном}}$ использованы:

- фактические характеристики оборудования реакторной установки, в том числе, по АСУ ТП блока №4 Балаковской АЭС (аналогичные обоснованию повышения мощности до 104% от номинальной);
- проектные неравномерности энерговыделений и нейтронно-физические характеристики активной зоны аналогичны стационарной загрузке при 104% от номинальной мощности типовой РУ В-320, в том числе: коэффициент неравномерности в мощности твэл $K_r = 1,54$; коэффициент неравномерности в мощности кассет $K_q = 1,36$; инженерный коэффициент по тепловому потоку $K_{\text{тепл}} = 1,15-1,10$; инженерный коэффициент по подогреву теплоносителя $K_{\text{динж}} = 1,09$; коэффициент неравномерности энерговыделений по высоте активной зоны K_z – до 1,53;
- проектные методические подходы и программное обеспечение;
- проектные характеристики второго контура.

Результаты анализов безопасности и работоспособности оборудования РУ

По результатам анализа необходимо отметить, что основное оборудование реакторной установки принципиально позволяет увеличить мощность реакторной установки более 104% от $N_{\text{ном}}$.

Результаты анализа теплогидравлических характеристик реакторной установки и активной зоны в стационарном режиме работы на 4-х петлях подтверждают выполнение проектных критериев надежности охлаждения твэлов, а именно, коэффициент запаса до кризиса теплообмена не менее 1,08 (проектный критерий 1,0).

Ограничивающим фактором является максимальная средняя температура на выходе из ТВС ввиду ее приближения к температуре насыщения и высокое паросодержание в ячейках на выходе, снижение которых возможно внедрением специальных перемешивающих решеток.

Для проведения анализов безопасности были выбраны определяющие режимы для нарушений нормальных условий эксплуатации и для проектных аварий (включая реактивностные):

- обесточивание АЭС;
- прекращение подачи питательной воды во все парогенераторы;
- закрытие стопорных клапанов турбины;
- разрыв главного циркуляционного трубопровода (Ду 850) на входе в реактор;
- непредусмотренное открытие БРУ-А;
- разрыв паропровода;
- режим с выбросом ОР СУЗ.

Результаты расчета режима обесточивания АЭС показывают, что для мощности более 107 % от номинальной не обеспечиваются условия охлаждения активной зоны.

Расчетные анализы режимов с прекращением подачи питательной воды во все парогенераторы, а также закрытия стопорных клапанов турбогенератора показали, что при работе на мощности 107% $N_{\text{ном}}$ приемочный критерий по минимальному запасу до кризиса теплообмена выполняется, но при более 107% $N_{\text{ном}}$ минимальный запас до кризиса теплоотдачи менее 1,0.

Критерий о недопущении кризиса теплообмена может быть обеспечен путём введения нового сигнала А3 или снижением уставки по факту увеличения давления над активной зоной, однако это требует дополнительной проверки.

Определяющим с точки зрения максимального давления первого и второго контуров является режим закрытия стопорных клапанов. При этом, по результатам расчетов:

- максимальное давление первого контура не превышает критериального значения;
- максимальное давление второго контура превышает критериальное значение для всех анализируемых уровней мощности.

Выполнение приемочных критерии по давлению во втором контуре может быть обеспечено модернизацией оборудования второго контура.

Для аварии с большой течью теплоносителя первого контура на основании серии вариантовых расчетов получено, что максимальная температура оболочки твэла превышает 1200°C, т.е. приемочный критерий не выполняется. Выполнение приемочного критерия может быть обеспечено оптимизацией исходных нейтронно-физических характеристик для снижения локальных тепловых потоков.

Расчетный анализ режима непредусмотренного открытия БРУ-А показал, что защитные автоматические действия систем безопасности переводят реакторную установку в безопасное состояние.

Приемочные критерии, характеризующие безопасность РУ в режиме непредусмотренного открытия БРУ-А, для всех анализируемых уровней мощности выполняются. При этом при исходной мощности реактора 107% $N_{\text{ном}}$ обеспечивается бескризисное охлаждение активной зоны реактора.

В режиме с разрывом паропровода и выбросом наиболее эффективного ОР СУЗ приемочные критерии удовлетворяются.

В анализе динамической устойчивости для характерных режимов:

- a) сброс электрической нагрузки энергоблоком от 100 до 30% $N_{\text{ном}}$ (регулировочный диапазон) со скоростью 150-200 % $N_{\text{ном}}/\text{с}$;
- b) сброс электрической нагрузки энергоблоком от номинальной до холостого хода турбины;

- c) закрытие стопорных клапанов турбины;
- d) закрытие стопорных клапанов турбины при запрете работы БРУ-К; динамическая устойчивость РУ не обеспечивается, т.к. происходит открытие БРУ-А, либо не обеспечивается требуемый запас до срабатывания А3 по повышению давления в паропроводе ПГ, или не обеспечивается требуемый запас до уставки открытия ИПУ ПГ.

Динамическая устойчивость реакторной установки в переходных режимах на повышенной мощности может быть обеспечена путем изменения уставок, либо модернизацией оборудования второго контура.

По результатам обоснования способности парогенераторов принять повышенную нагрузку, проведенного на основании расчетов паропроизводительности, показано:

- температура теплоносителя на выходе из ПГ при номинальных значениях мощности и при номинальных значениях параметров не превышает 292 °C;
 - температура теплоносителя на выходе из ПГ при отклоненных значениях уровней мощности от номинального значения, с учетом глушения теплообменных труб, при проектном значении допустимой удельной загрязненности теплообменных труб, и при параметрах, учитывающих наиболее неблагоприятные проектные допускаемые отклонения по давлению теплоносителя, давлению генерируемого пара и расходу теплоносителя составляет 294 - 295 °C соответственно;
 - повышение мощности более 104% от номинальной без увеличения коэффициента неравномерности расхода пара над погруженным дырчатым листом может быть достигнуто только в результате реконструкции сепарационной схемы, в частности, применением погруженного дырчатого листа с неравномерной перфорацией.
- Результаты расчета переменной перфорации погруженного дырчатого листа показывают, что:
- рассчитанные значения степеней перфорации позволяют обеспечить повышение мощности до 107% от номинальной;
 - для уточнения полученных в расчете результатов необходимо проведение НИОКР со стендовыми и натуральными испытаниями.

Резюме

Следует отметить, что дополнительными проработками определяющих режимов была показана возможность выполнения всех приемочных критериев безопасности при условии оптимизации нейтронно-физических характеристик и проектных неравномерностей с обеспечением уровней неравномерностей энерговыделений ниже проектных, в том числе снижением коэффициента неравномерности по мощности твэл К, с 1,54 до 1,46.

Таким образом, результаты проработок показали принципиальную возможность поэтапной модернизации технического проекта РУ с ВВЭР-1000 с проектным обоснованием выхода на более высокие нагрузки.

Однако, очевидно, что для обеспечения безопасности эксплуатации на уровне мощности 107% $N_{\text{ном}}$ и более требуется модернизация оборудования РУ и проведение ряда научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Повышение тепловой мощности реакторной установки выше 104% от номинальной. Проблемные вопросы

Модернизация сепарационной схемы парогенератора ПГВ-1000М

Опыт разработок и испытаний при освоении мощности реакторной установки 104% от номинальной показал, что необходима модернизация сепарационной схемы с применением ПДЛ и ППДЛ с переменной перфорацией вместо равномерной перфорации и жалюзийного сепаратора. Учитывая, что все существующие в настоящее время методики для расчета сепарационных характеристик ПГ являются приближенными, перед выполнением работ по модернизации ВКУ необходимо провести доработку трехмерного кода STEG, выполнить расчетно-экспериментальные работы на масштабной модели с целью его верификации для применения в расчетах сепарации и оптимизации перфорации погруженных и пароприемных дырчатых листов при модернизации ВКУ ПГ.

Результаты проведенных работ по реконструкции сепарационной схемы необходимо подтвердить сепарационными испытаниями на блоке в натурных условиях с реализацией максимально возможных тепловых нагрузок, принятых в проектном обосновании с учетом неблагоприятного их сочетания для отдельных парогенераторов.

Расчетное и экспериментальное обоснование активной зоны с интенсификаторами теплообмена

Анализ способов сохранения проектных запасов до кризиса для ВВЭР-1000 при повышении мощности показывает, что требуется использование в конструкции ТВС интенсификаторов теплообмена – перемешивающих решеток. Необходимо проведение большого объема работ по выбору оптимальной конструкции и взаимному расположению интенсификаторов и дистанционирующих решеток.

Внедрение новых элементов в конструкцию ТВС изменяет ее термомеханическое поведение. Вместе с анализом термомеханики и прочности ТВС с интенсификаторами теплообмена необходим также анализ длительной ресурсной прочности таких ТВС. Поэтому работа по переходу на новую конструкцию ТВС должна быть комплексной, включающей в себя расчетные и экспериментальные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы.

Вопросы работоспособности ПЭЛ

Увеличение мощности активной зоны РУ в комплексе с повышением эффективности топливоиспользования (увеличение выгорания топлива, длительности кампаний), а также повышение высоты топливного столба в верхнюю часть активной зоны, соответственно, увеличивает радиационные и тепловые нагрузки на ПЭЛ.

Требуется выполнение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в обоснование ПЭЛ, т.е. обоснование его ресурсной работоспособности в течение проектного срока службы.

Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в обоснование срока службы корпуса реактора

Необходимые работы в обоснование срока службы корпуса реактора, в том числе с учетом увеличенной

высоты топливного столба в верхнюю и нижнюю часть активной зоны, можно разделить на две части:

- совершенствование расчетного обоснования радиационной нагрузки корпусов реакторов (расчеты флюенса на корпус реактора) с ориентацией на мировой опыт.
- экспериментальное обоснование радиационной нагрузки корпусов реакторов (программа образцов-свидетелей и эксперименты в обоснование точности расчета флюенса).

Работы в обоснование срока службы ВКУ реактора

Повышение мощности реактора приведет к повышению внутренних энерговыделений в материале выгородки и, как следствие, к увеличению максимальной температуры выгородки, а так же к увеличению скорости набора повреждающей дозы в материале выгородки.

Повышение температур облучения и повреждающей дозы также может привести к ускоренному возникновения в материале выгородки зон с предельным охрупчиванием.

Для обоснования работоспособности и срока службы облучаемых элементов (выгородка и шахта внутрикорпусная) при повышении мощности реакторной установки необходимо проведения комплексных исследований:

- расчет температурных полей и напряженно-деформированного состояния облучаемых элементов (выгородка и шахта внутрикорпусная) в процессе эксплуатации с учетом расчетов энерговыделений и повреждающей дозы для конкретной загрузки активной зоны.
- анализ структурной целостности и работоспособности элементов ВКУ с учетом изменения свойств облученного материала и возникновения зон с предельным охрупчиванием в материале выгородки.
- уточнения характеристик расплужания и радиационной ползучести материала ВКУ применительно к условиям облучения ВВЭР.

Модернизация программ, в том числе теплогидравлических расчетов общеконтурных и локальных параметров

Необходимо совершенствование программ в части учета неравномерности тепловой нагрузки и расходов теплоносителя по петлям и в реакторе при работе четырех ГЦН и на частичном количестве петель, расчета локальных параметров и запасов до кризиса теплообмена в пучке твэлов с учетом эффектов перемешивания на турбулизаторах (интенсификаторах теплообмена – перемешивающих решетках), в том числе с использованием полномасштабной теплогидравлической CFD – модели реактора и программного комплекса ATLET в анализа аварийных и переходных процессов, доработка, верификация и аттестация программного комплекса САПФИР и др.

Модернизация способов контроля и диагностики состояния активной зоны и оборудования РУ, системы внутриреакторного контроля (СВРК)

Для обеспечения необходимой точности контроля тепловой мощности РУ требуется разработать усовершенствованные методики и провести анализы реальных погрешностей измерения параметров, используемых для расчётов тепловой мощности.

При определении мощности каким-либо способом необходимо обеспечить максимально возможное сни-

жение погрешности измерения параметров, вносящих весомый вклад в результирующую погрешность.

Требуется проведение верификации и аттестации программного обеспечения СВРК с учетом удлиненного топливного столба, реализация расчетов и защиты по локальным параметрам активной зоны (линейное энерговыделение твэлов, запас до кризиса теплообмена).

Заключение

Выполнен комплекс работ по модернизации технических проектов РУ В-320, В-338 с обоснованием безопасной эксплуатации на уровне мощности 104% от номинальной при работе в 18 месячном топливном цикле с лицензированием в Ростехнадзоре. Результаты испытаний и опытной эксплуатации энергоблоков с ВВЭР-1000 на повышенной мощности 104% от $N_{\text{ном}}$ подтвердили проектные характеристики, отклонений от требований проекта не выявлено.

Выполнен анализ технических возможностей по дальнейшему увеличению мощности реакторной установки до 107% - 110% от номинального значения применительно для референтного блока №4 Балаковской АЭС. Результаты проработок показали принципиальную возможность поэтапной модернизации технического проекта РУ с обоснованием выхода на более высокие нагрузки реакторной установки с ВВЭР-1000. Однако требуется модернизация оборудования РУ и проведение целого ряда научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, таких как:

- оптимизация нейтронно-физических характеристик и проектных неравномерностей с обеспечением уровней неравномерностей энерговыделений ниже проектных, в том числе снижением коэффициента неравномерности по мощности твэл K_r с 1,54 до 1,46;
- исследование сепарационных характеристик парогенератора ПГВ-1000М расчетным путем, на стендах и на блоке с последующей, при необходимости, реконструкцией ВКУ;
- модернизация оборудования второго контура с обеспечением непревышения давления более 62-64 кгс/ см^2 и температуры на входе в реактор не более 292°C с учетом возможной повышенной тепловой нагрузки, а также деградации теплопередающих свойств трубчатки ПГ в течение срока службы;
- оптимизация уставок, защит и блокировок, с проведением соответствующей модернизации на блоке;
- расчетное и экспериментальное обоснование активной зоны с интенсификаторами теплообмена;
- работы в обоснование срока службы корпуса и ВКУ реактора;
- исследование работоспособности ПЭЛ;
- модернизация программ, в том числе теплогидравлических расчетов общеконтурных и локальных параметров;
- модернизация способов контроля и диагностики состояния активной зоны и оборудования РУ, системы внутриреакторного контроля (СВРК).

ПРОГРАММНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЯДЕРНЫХ УСТАНОВОК ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

**Бахметьев А.М., Былов И.А., Смирнов А.С.,
Думов А.В., Звягин Е.А., ОАО «ОКБМ Африкантов»
Мальцев В.В., Махаев Ю.А., Забегаев В.П.,
Розенбаум Е.Л., Белоярская атомная станция**

Введение

Современные нормативные требования к анализу и обоснованию безопасности ядерных установок, руководства МАГАТЭ предусматривают использование детерминистских и вероятностных методов как необходимого условия полноты исследования безопасности на всех этапах жизненного цикла ядерной установки (ЯУ). Разработанная ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Программа мероприятий по повышению эффективности использования методов вероятностного анализа безопасности при эксплуатации атомных электростанций» АЭС ПРГ-109КО4 определила необходимость расширения применения методологии вероятностного анализа безопасности (ВАБ), внедрение мониторинга риска при эксплуатации АЭС.

Представлена характеристика разработанного ОАО «ОКБМ Африкантов» в сотрудничестве с ОАО «Концерн Росэнергоатом» программно-методического обеспечения в рамках выполнения «Программы...» и результаты его прикладного использования.

1. Программный комплекс для вероятностного анализа безопасности ядерных установок

Основу программно-методического обеспечения для анализа надежности и безопасности ядерных установок составляет отечественный программный комплекс для выполнения вероятностного анализа безопасности CRISS. Программный комплекс CRISS разрабатывается и совершенствуется в ОАО «ОКБМ Африкантов» в течение последних 20 лет и является первым отечественным программным продуктом, внедренным в практику вероятностного анализа безопасности ЯУ. ПК CRISS различных поколений, начиная с конца 80-х годов, широко использовались как для поддержки проектирования новых установок, так и сопровождения эксплуатации действующих ЯУ.

В настоящее время в эксплуатации находится программный комплекс IV поколения CRISS 4.0 [1]. Программа CRISS 4.0 аттестована Ростехнадзором в 2006 году и эксплуатируется в ОАО «ОКБМ Африкантов», ОАО «Головной институт «ВНИПИЭТ», на Белоярской АЭС, а также используется для поддержки учебного процесса в ИАТЭ (г. Обнинск), Нижегородском государственном техническом университете, Уральском государственном техническом университете (г. Екатеринбург).

Опыт эксплуатации программного средства CRISS 4.0 и его аттестации определили необходимость дальнейшего развития и совершенствования программы. На базе CRISS 4.0 в 2007 - 2009 годах разработан программный комплекс CRISS 5.1 [2], с использованием

которого могут быть решены задачи полномасштабного вероятностного анализа безопасности различных уровней с использованием методов деревьев отказов и деревьев событий.

Программный комплекс CRISS 5.1 построен на базе архитектуры «клиент-сервер» с использованием единой администрируемой базы данных с разграничением прав пользователей на внесение изменений. В качестве СУБД используется Oracle Database 10g Express Edition.

Программа позволяет:

- накапливать в базах данных информацию о составе систем безопасности, исходных событиях аварий, учтываемых ошибках персонала и показателях надежности оборудования ядерной установки, включая параметры моделей учета отказов по общей причине (ООП), частотах исходных событий, регламенте проверок работоспособности элементов систем безопасности;
- управлять реляционными базами данных;
- создавать и редактировать деревья отказов (ДО) с использованием логических операторов «И», «ИЛИ», «М из N»;
- создавать и редактировать деревья событий (ДС);
- проводить качественный и количественный анализ деревьев отказов и деревьев событий с автоматизированным учетом ООП;
- выполнять анализ значимости, чувствительности и неопределенности;
- редактировать минимальные сечения;
- выводить на печать и сохранять в стандартном формате Microsoft Word графические изображения ДО и ДС, результаты качественного и количественного анализа, анализа значимости, чувствительности и неопределенности;
- разрабатывать новые формы отчетов и редактировать имеющиеся;
- разграничивать права доступа пользователей для работы с программой;
- осуществлять оперативную верификацию программы после ее корректировки (модернизации);
- импортировать базы данных и логические модели (деревья отказов и деревья событий) из зарубежных программ (SAPHIRE и Risk Spectrum) для выполнения ВАБ;

В программном комплексе CRISS 5.1 был внедрен усовершенствованный алгоритм генерации минимальных сечений, позволяющий на несколько порядков повысить быстродействие программы, расширены функциональные возможности интерфейса программы. Логика и основные элементы интерфейса программы наследуются у программного средства CRISS 4.0; его внешний вид и функции доработаны с учетом рекомендаций и замечаний пользователей по опыту эксплуатации.

В 2009 году в ОАО «ОКБМ Африкантов» выполнена верификация программы CRISS 5.1. В настоящее время программный комплекс CRISS 5.1 проходит процедуру аттестации в Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору.

С использованием программного комплекса CRISS были выполнены вероятностный анализ безопасности 1 уровня энергоблока № 3 Белоярской АЭС [3] для получения лицензии на продление эксплуатации энергоблока, плавучего энергоблока с реакторной установкой КЛТ-40С [4] для получения лицензии на сооружение и ряду других ядерных установок.

Наличие быстродействующей программы для вероятностного анализа позволяет формировать системы мониторинга риска ядерных установок в процессе их эксплуатации.

2. Система мониторинга риска РИМ

Целью внедрения технологии мониторинга риска является осуществление непрерывной оценки и контроля изменения количественных показателей безопасности, которые могут происходить вследствие возникновения при эксплуатации энергоблока различных событий, приводящих к нарушению нормальной эксплуатации или к изменению конфигурации (структуры) систем безопасности вследствие вывода в плановый или не-плановый ремонт их компонентов.

Разрабатываемая в ОАО «ОКБМ Африкантов» система мониторинга риска (СМР) «РИМ» обеспечивает поддержку решения следующих задач:

- оценка в режиме реального времени вероятностных показателей безопасности (вероятностей повреждения активной зоны и большого выброса радиоактивных веществ за пределы энергоблока) в различных состояниях установки и для различных типов исходных событий;
- оценка допустимого времени вывода в ремонт или на техническое обслуживание определенного набора оборудования, т.е. времени существования определенных конфигураций систем энергоблока;
- сравнение различных вариантов и оптимизация регламента технического обслуживания и ремонтов при условии выполнения ограничений на показатели безопасности (перераспределение работ между различными состояниями энергоблока, сокращение объема работ, уточнение допустимого времени вывода в ремонт при работе реактора на мощности и др.);
- определение наиболее критичных эксплуатационных процедур с точки зрения безопасности и подготовка рекомендаций по их совершенствованию;
- анализ и ранжирование по значимости событий «предшественников аварий» с целью принятия дополнительных мер защиты к наиболее критичным событиям;
- развитие широко распространяющегося в США и других странах подхода к принятию решений по общему эксплуатационным процедурам на основе информации о риске;
- обоснование перед надзорными органами изменений в технических решениях и регламенте эксплуатации энергоблока;
- ранжирования по значимости для безопасности различного оборудования;
- обучение персонала АС в части значимости для безопасности различных систем и событий; планирования процедур технического обслуживания и ремонта;
- вспомогательные задачи по обеспечению хранения необходимых баз данных.

Логико-вероятностные модели энергоблока разрабатываются с помощью программного комплекса для выполнения ВАБ CRISS 5.1.

Система мониторинга риска «РИМ» построена на базе архитектуры «клиент-сервер» с использованием единой администрируемой базы данных с разграничением прав пользователей на внесение изменений. В качестве СУБД используется Oracle Database 10g Express Edition.

Предусмотрен обмен информацией между СМР «РИМ», информационно-поисковой системой «Источник-БН» и системой планирования технического обслуживания и ремонтов Белоярской АЭС (СПТОР).

В ИПС Источник-БН накапливается актуальная информация по надежности элементов СВБ и интенсивностям исходных событий, что позволяет актуализировать соответствующую базу данных СМР. Связь с СПТОР обеспечивает систему мониторинга риска актуальной информацией о текущем состоянии оборудования и планируемых техническом обслуживании и ремонтах (ТОиР).

По результатам выполненных проработок и обсуждения с персоналом Белоярской АЭС в ОАО «ОКБМ Африкантов» в конце 2010 года будет разработана версия системы мониторинга риска «РИМ» для опытно-промышленной эксплуатации на энергоблоке № 3 Белоярской АЭС.

3. Система аналитического мониторинга надежности и безопасности ядерных установок

Для обеспечения надежности и безопасности ядерных установок фундаментальное значение имеет реализация процесса систематического, всестороннего исследования (мониторинга) опыта эксплуатации ЯУ, причин и условий возникновения нарушений нормальной эксплуатации оборудования и установок, уточнения прогнозов и выработка мер по предотвращению нежелательных событий. В федеральных нормах и правилах, рекомендациях МАГАТЭ сформулированы требования по решению отмеченных задач.

С учетом этих требований для всех действующих ядерных установок и ответственного оборудования разработки ОАО «ОКБМ Африкантов» на базе семейства информационно-поисковых систем «Источник» созданы системы аналитического мониторинга надежности и безопасности [5, 6].

Система аналитического мониторинга представляет собой постоянно действующую человеко-машинную систему, обеспечивающую:

- сбор информации в определенном формате;
- создание компьютерной базы данных в рамках информационно-поисковой системы;
- анализ полученных данных с оценкой показателей надежности, индикаторов безопасности, тенденций их изменения;
- выработку рекомендаций по результатам анализа, анализ эффективности внедряемых мероприятий;
- поддержку эксплуатирующей организации по вопросам обобщения информации, автоматизированной подготовки регулярных сообщений (отчетов по эксплуатации);

Система аналитического мониторинга надежности и безопасности энергоблока с реакторной установкой БН-600 разработана и внедрена ОКБМ совместно с Белоярской АЭС на базе информационно-поисковой системы (ИПС) «Источник-БН» [5]. В ИПС «Источник-БН» за период с начала эксплуатации энергоблока до текущего момента времени создана база данных по надежности оборудования реакторной установки БН-600, по готовности энергоблока БН-600, по нарушениям в работе БН-600, включая информацию по неплановым случаям отключений петель и срабатываниям аварийной защиты. Накопленные данные регулярно актуализируются и используются при подготовке ежегодных отчетов по

авторскому сопровождению эксплуатации установки БН-600. Информационно-поисковая система наряду с ОКБМ установлена на Белоярской АЭС, между предприятиями формируется электронный обмен данными. В дальнейшем планируется интеграция работы ИПС «Источник-БН» с системой поддержки технического обслуживания и ремонта Белоярской АЭС в части обеспечения информационного взаимодействия систем, предусматривается расширение номенклатуры накапливаемых данных с увеличением функциональных возможностей ИПС применительно к задачам, решаемым Белоярской АЭС.

Аналитический мониторинг надежности и безопасности ядерных установок атомных судов осуществляется ОКБМ с использованием ИПС «Источник-С». ИПС «Источник-С» внедрена на судах ФГУП «Атомфлот». В ИПС «Источник-С» создана база данных по надежности оборудования ЯУ, фактическим моделям эксплуатации ЯУ, нарушениям в работе ЯУ и др. База данных охватывает период с начала эксплуатации установок, постоянно обновляется и актуализируется по результатам эксплуатации. ИПС «Источник-С» используется эксплуатирующей организацией для автоматизированного формирования сообщений о срабатывании АЗ реактора, месячных донесений и годовых отчетов по эксплуатации ЯУ.

При формировании системы аналитического мониторинга надежности ГЦН АЭС с реакторами РБМК и ГЦН БН-600 [6] ОАО «ОКБМ Африкантов» была разработана информационно-поисковая система «Источник-Н». Для обеспечения функционирования системы аналитического мониторинга надежности ГЦН АЭС с реакторами РБМК и ГЦН БН-600 был разработан, согласован с АЭС итвержден ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Регламент сбора, анализа и использования эксплуатационных данных по надежности насосного оборудования» и была проведена опытно-промышленная эксплуатация системы [7]. С учетом положительных результатов опытно-промышленной эксплуатации системы указанный Регламент был введен в эксплуатацию приказом ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Информационно-поисковая система «Источник-Н» [6] разработана ОАО «ОКБМ Африкантов» на базе СУБД Oracle, построена по архитектуре «клиент-сервер» и поддерживает большое количество пользователей. В информационно-поисковой системе используется универсальный формат данных для сбора информации по опыту эксплуатации оборудования. Система обеспечивает структурированное хранение информации, систематизацию и обработку данных, имеет развитую систему поиска и обмена данными.

В ИПС «Источник-Н» создана база данных по надежности ГЦН АЭС с реакторами РБМК и ГЦН БН-600 за период с начала эксплуатации по настоящее время.

Заключение

1. В рамках реализации «Программы мероприятий по повышению эффективности использования методов вероятностного анализа безопасности при эксплуатации атомных электростанций» ОАО «ОКБМ Африкантов» разработано, аттестовано и используется при проектировании и сопровождении эксплуатации ядерных установок программно-методическое обеспечение для анализа надежности и безопасности.

2. Разработанное отечественное программно-методическое обеспечение способно решать задачи:
- полномасштабного вероятностного анализа безопасности различных уровней;
 - мониторинга риска в процессе эксплуатации ядерной установки;
 - аналитического мониторинга надежности и безопасности ядерных установок и ответственного оборудования.
3. С использованием программно-методического обеспечения разработки ОАО «ОКБМ Африкантов»:
- разработаны вероятностные анализы безопасности 1 уровня для реакторной установки БН-600 энергоблока № 3 Белоярской АЭС и плавучего энергоблока с реакторной установкой КЛТ-40С для поддержки процесса лицензирования;
 - совместно с эксплуатационным персоналом Белоярской АЭС разработана и готовится к опытно-промышленной эксплуатации на станции система мониторинга риска;
 - реализована и внедрена на Белоярской, Курской, Смоленской и Ленинградской АЭС система аналитического мониторинга надежности и безопасности ядерных установок и ответственного оборудования.

Список литературы

1. Бахметьев А.М, Былов И.А.: К вопросу о системном исследовании безопасности ядерных установок с использованием вероятностных методов // Известия ВУЗов. Ядерная энергетика.2006г., №1
2. Бахметьев А.М, Былов И.А., Думов А.В., Смирнов А.С.: Совершенствование программного обеспечения для проведения вероятносного анализа безопасности ядерных установок // Известия ВУЗов. Ядерная энергетика.2008г., №2
3. Антипин П.С., Бахметьев А.М., Каманин Ю.Л., Линьков С.П., Макеев Ю.А., Забегаев В.П., Махаев Ю.А., Карпенко А.И., Кузнецов И.А. Использование ВАБ при обосновании продления срока эксплуатации энергоблока с реактором БН-600// Безопасность окружающей среды. 2009 № 2
4. Бахметьев А.М., Беляев В.М., Линьков С.П. [и др.]: Вероятностный анализ безопасности плавучей АТЭС с водоводяным реактором КЛТ-40С.//Научно-техническая конференция «Практика разработки ВАБ и использования их результатов для действующих и вновь проектируемых АЭС с ВВЭР». – М., 18-20 ноября 2002г.
5. Бахметьев А.М., Каманин Ю.Л., Макеев Ю.А., Попов Л.А., «О системе мониторинга надежности и безопасности установки БН-600»//Известия вузов. Ядерная энергетика. - № 1, 2006 г.
6. Бахметьев А.М., Былов И.А., Макеев Ю.А., Попов В.М., Смирнов А.С. Система аналитического мониторинга надежности насосного оборудования АЭС// Доклад на Научной сессии НИЯУ МИФИ-2010,ИАТЭ, г. Обнинск, 25-31 января 2010 г.
7. Регламент сбора, анализа и использования эксплуатационных данных по надежности насосного оборудования № НД/329 от 16 марта 2006 г., М., Росэнергоатом.

Секция 1. Эксплуатация АЭС

Тепломеханическое оборудование, диагностика, ресурс, модернизация и продление срока службы АЭС

УЧАСТИЕ КОМПАНИИ «ИБЕРДРОЛА» В РЕКОНСТРУКЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ АЭС МИРА

Сударес X.

«ИБЕРДРОЛА» (Испания)

Существующее в настоящее время повышение спроса на электроэнергию имеет следствием не только планирование строительства новых станций, но и озабоченность вопросом повышения кпд существующих. Последний вариант является менее затратным и весьма хорошо воспринимается с точки зрения реакции общественности. В этих обстоятельствах компания «ИБЕРДРОЛА» ведет работы, направленные на отпуск дополнительных мегаватт электроэнергии в сеть за счет повышения теплового кпд и улучшения работы систем, на некоторых станциях в Европе, сооруженных по американским, российским и французским проектам.

На АЭС Коффрентес (Испания) были модернизированы несколько систем в целях повышения мощности станции до уровня 112% номинальной. На блоке 1 АЭС Ангра (Бразилия) компанией «ИБЕРДРОЛА» были заменены парогенераторы. Была проведена модернизация блоков 1 и 2 АЭС Лагуна Верде (Мексика) с целью повышения мощности до 120% от проектного значения, для чего прежде всего были заменены генератор, турбина, сепараторы-пароперегреватели (СПП) и главные конденсаторы. На блоке 5 Нововоронежской АЭС (Россия) ведется углубленный анализ работы неядерного оборудования с целью определения «слабых мест» и их последующего устранения в целях повышения мощности. На АЭС Богунице-V2 в Словакии успешно заменены два СПП, а замена еще двух осуществляется в настоящее время; кроме того, на этой станции заменен главный конденсатор. Определенную деятельность в интересах ЭдФ компания «ИБЕРДРОЛА» ведет на французских станциях (АЭС Блайе и Фламанвиль-3).

В настоящей статье отражен опыт замены подобных ключевых компонентов, иллюстрирующий трудности, связанные с монтажом современных компонентов повышенной производительности, и принятые решения. В связи с данными проектами «ИБЕРДРОЛА» отвечает за базовое и рабочее инженерное проектирование, поставку, монтаж и/или ввод в эксплуатацию. В наши обязанности входит также проведение эксплуатационных испытаний и предоставление документации, отражающей реальное исполнение. Ниже кратко описаны эти проекты.

«ИБЕРДРОЛА» является владельцем и эксплуатирующей организацией АЭС Коффрентес с кипящим ре-

актором BWR-6 конструкции «Дженерал Электрик», имевшим первоначальную номинальную тепловую мощность (ПНТМ) 3184 МВт(т). Целью проекта было повысить энерговыработку так, чтобы достичь уровня 110% от имеющейся мощности. Были реализованы три подхода к повышению мощности:

«Расширенное» повышение номинальной мощности (ЕРУ). Увеличение лицензированной мощности путем обоснования возможности безопасной эксплуатации блока на новом уровне мощности.

Повышение точности измерений (МУР). Увеличение энерговыработки благодаря применению более точной контрольно-измерительной аппаратуры, позволяющей отказаться от необоснованного чрезмерного консерватизма при расчете мощности. Достижение этой цели происходит за счет использования нового, более точного контрольно-измерительного оборудования для сокращения сверхконсервативных запасов, требуемых для лицензированного уровня мощности, снижения неопределенности при измерении расхода питательной воды («выигрыш» в мощности от 1 до 1,7% ПНТМ) и избегания эффекта «засорения» первоначального оборудования Venturis

Повышение кпд (ЕІ). Увеличение выходной мощности благодаря модернизации оборудования и повышению кпд системы (относится к контролю нейтронного потока, турбине высокого давления, системе дренажа нагревателя, системе технической воды станционных и ответственных потребителей, главному конденсатору и др.).

Блок 1 АЭС Ангра (Бразилия) оборудован двухпетлевой реакторной установкой PWR конструкции «Вестингауз» мощностью 632 МВт(э). Прежние парогенераторы были модели D3 компании «Вестингауз» весом 330 тонн; они были заменены новыми, производства «АРЕВА».

«ИБЕРДРОЛА» (в консорциуме с «Вестингауз») участвовала во всех этапах данного проекта, начиная с разработки проекта, включающей в себя детальный анализ пакета изменений, которые необходимо было внести в конструкцию установки, закупки материалов и оборудования, заключения контрактов с различными компаниями-исполнителями, и заканчивая оказанием поддержки в получении лицензии и планировании работ с учетом соблюдения принципа ALARA.

Были достигнуты дополнительные цели проекта — минимизация индивидуальных доз и генерируемых отходов, а также нулевой показатель травматизма при выполнении работ по замене, отсутствие тяжелых случаев травматизма. Продолжительность работ составила 75 суток вместо 90 по плану. Станция была остановлена 24 января 2009 г.; в течение февраля выполнялись работы

по замене двигателя одного из ГЦН и параллельно – на парогенераторах. Работы по замене парогенераторов начались 2 марта 2009 г. И были завершены 15 мая, продолжительность в итоге составила 75 сут. Блок 1 АЭС Анgra был возвращен в эксплуатацию 4 июня 2009 г.; перерыв в работе составил 134 сут.

Все указанные мероприятия представляли собой большую и серьезную задачу, в решении которой участвовали несколько компаний, различающихся по национальной принадлежности, культуре и языку, но способных осуществить единый проект, весьма трудный, как и ожидалось в отношении замены парогенераторов. Успеху этого сложного проекта способствовала отличная координация работ.

АЭС Богунице V2, которой владеет компания «Словенске Электрарне», оснащена реактором ВВЭР-440. В 2008 г. «ИБЕРДРОЛА» начала там замену четырех СПП, которая осуществлялась в два этапа.

В исходном проекте СПП представлял собой цилиндр с фланцами, состоящий из двух частей и работающий в вертикальном положении. В верхней части расположен сепаратор влаги, в нижней – подогреватель, который подпитывался из двух отборов из ТВД.

Первоначальная схему необходимо было оставить без изменения и сохранить все соединения. Способом улучшения было проектирование высокопроизводительного сушильного аппарата с двухкарманными шевронами и перегревателя с большим КПД на основе ребристых трубок с большой теплообменной поверхностью.

Для правильного планирования работ по замене СПП была создана трехмерная модель машинного зала. Для этого было проведено лазерное сканирование всего зала, при этом особое внимание было удалено схеме производства монтажных работ. Эта трехмерная модель позволяла виртуально воспроизводить манипуляции, так что все их перекрытия можно было заблаговременно выявить и избежать.

Как итог: задача установки СПП новой конструкции на станции российского проекта в течение всего лишь 10 месяцев, отведенных графиком, была успешно решена, и электрическая мощность возросла примерно на 2%, при этом повысилась долговечность турбин.

Аналогичный опыт также на АЭС Богунице, был получен при замене пучка труб (группы 3 и 4) главного конденсатора, которая осуществлялась с целью повышения мощности каждого из двух турбогенераторов на 1,17 МВт(э). Этот проект был реализован в период остановов на перегрузку в 2007 и 2008 гг. В объем работ по проекту, которые также были выполнены компанией «ИБЕРДРОЛА», входила разработка конструкции пучков труб, закупка и изготовление вспомогательного оборудования, а также демонтаж старого оборудования и монтаж нового, эксплуатационные испытания и формирование бригад.

Блоки 1 и 2 АЭС Лагуна Верде, принадлежащей мексиканской Федеральной комиссии по электроэнергетике, представляют собой два реактора BWR конструкции «Дженерал Электрик». Целью проекта «расширенного» повышения мощности установки (ЕРУ) является обеспечение эксплуатации блока на уровне тепловой мощности 120% от первоначального значения, а также реконструкция и модернизация систем и оборудования для обеспечения возможности продления срока службы блока до 60 лет.

Контракт на выполнение этой работы был заключен с консорциумом, в котором участие Проектно-

строительного отделения компании «ИБЕРДРОЛА» составило 97%, и компании «Альстом» - 3%; работы должны были быть выполнены в период с марта 2007 г. по декабрь 2010 г. «под ключ».

В данной статье подводятся итоги и описывается объем, разработка и организация этого проекта. Его базовыми рамками охватывались проектирование, инжиниринг, подготовка персонала, поставка оборудования, демонтаж, монтаж, испытания, ввод в эксплуатацию и переработкаadioактивных отходов, генерируемых в ходе выполнения проекта, что должно было обеспечить безопасную и надежную эксплуатацию станции в новых условиях повышенной тепловой мощности реактора, в которых полезная мощность каждого из блоков была повышена с имеющихся 686,7 МВт(э) до будущих 817,1 МВт(э).

В число наиболее значительных модификаций, выполняемых в рамках проекта, вошли:

- модернизация турбоустановки (включая турбину, генератор и вспомогательные системы);
- установка нового крана в машзале;
- замена СПП;
- ремонт трубопроводов между турбиной высокого давления и СПП (нижних попечных);
- модернизация главного конденсатора;
- система конденсата, водоснабжение и подогреватели дренажной воды;
- фильтрационная система деминерализаторов;
- замена клапанов на байпасе острого пара в конденсатор;
- замена главных трансформаторов;
- замена изолированных фазовых шин и выключателя генератора;
- ремонт системы отопления, вентиляции и кондиционирования в машзале.

Для реализации этих модификаций отводилось максимум 90 суток на блок; это время было распределено между остановами 2008 и 2010 гг. в случае энергоблока 1 и между остановами 2009 и 2010 гг. – в случае энергоблока 2.

Данный проект является крупнейшим зарубежным ядерным контрактом для испанской компании. Кроме того, он представляет собой отчетливо выраженное обязательство Клиента осуществлять долгосрочное развитие ядерной энергетики как вида чистой, не загрязняющей окружающую среду энергии, свободной от выбросов CO₂; демонстрирует его способность осуществлять сложные проекты с высоким воздействием на развитие страны в целом, технических и производственных возможностей Мексики.

5 блок Нововоронежской АЭС, проект ВВЭР-1000. Основываясь на своем опыте осуществления повышений номинальной мощности, Проектно-строительное отделение компании «ИБЕРДРОЛА», в рамках своего соглашения о сотрудничестве с Росэнергоатомом реализовало Проект повышения КПД на энергоблоке 5 Нововоронежской АЭС. Этот проект был разработан в течение одного года и завершен в марте 2010 г.

Совместно с сотрудниками Нововоронежской АЭС и Росэнергоатома был выполнен анализ КПД, начиная со сбора проектных данных и определения проектных условий работы установки (схема, имеющееся неядерное оборудование, особенности компонентов и т.п.). На основании этой информации была проанализирована схема неядерного оборудования второго контура.

Параллельно персоналом Нововоронежской АЭС осуществлялся сбор текущих показаний установленной контрольно-измерительной аппаратуры. При проведении анализа КПД исходили из результатов, полученных при моделировании схемы неядерного оборудования, и данных, зафиксированных контрольно-измерительными приборами, которые воспроизводили реальное состояние станции.

Целью этой работы было выявление эксплуатационных отклонений, приводящих к потерям КПД, и оценка путей повышения КПД за счет модификации и /или замены определенного оборудования.

Эти решения по повышению КПД с помощью моделирования были квантифицированы в мегаваттах, и

на последнем этапе проекта было выполнено технико-экономическое обоснование с целью оценки этих решений с финансовой точки зрения.

Электрисите де Франс (ЭдФ). Помимо участия в проекте АЭС Фраманвиль-3, на других французских станций (АЭС Блайе) в настоящее время «ИБЕРДРОЛА» выполняет определенные работы для ЭдФ, связанные с фильтрами систем промывки цилиндров (АЭС Блайе) и включающие проектирование, поставку, изготовление, монтаж и ввод в эксплуатацию группы фильтров, предотвращающих поступление с водой взвешенных продуктов в систему промывки главных приемных цилиндров. В данном случае «ИБЕРДРОЛА» выступает в качестве генерального подрядчика.

Секция 1. Эксплуатация АЭС

Техническое обслуживание и ремонт, материаловедение и контроль металла

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПЛАНИРОВАНИЯ РАБОТ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННОМУ НЕРАЗРУШАЮЩЕМУ КОНТРОЛЮ МЕТАЛЛА НА АЭС

Александров А.Е.
ООО «НПП» Сигма ИТ», г. Москва

Контроль целостности металла оборудования и трубопроводов, являющегося третьим барьером безопасности удержания рабочей среды, относится к одной из важнейших задач, обеспечивающей безопасность эксплуатации АЭС.

Учитывая особую значимость этой задачи, возникает настоятельная необходимость по автоматизации работ по эксплуатационному неразрушающему контролю (ЭНК) металла и оборудования, включающая создание единого информационного пространства для комплексного анализа состояния металла и обеспечения информационной поддержки процессов управления сроком службы оборудования и трубопроводов АЭС.

Результатом работ по автоматизации должна стать информационно – аналитическая система (ИАС), решающая весь комплекс задач по организации, планированию и проведению работ по ЭНК, а также направленная на сбор данных со всех АЭС и разработку корректирующих мероприятий по повышению надежности оборудования и трубопроводов.

Учитывая сложность приведенной задачи, ее реализация была сгруппирована по следующим направлениям:

- учет первичной информации на АЭС, включающий: создание базы данных элементов контроля, формирование классификатора элементов контроля, позиционирование их по пространственному признаку в виде схем контроля, создание базы данных заключений по всем используемым методам контроля, формирование базы данных методов контроля и нормативно-технической документации по методам;
- планирование работ по проведению контроля металла на основе регламентирующих документов по контролю и ранее проведенных работ;
- создание единого информационного пространства для проведения комплексного анализа в рамках ИАС по формированию информации по дефектам, условиям эксплуатации оборудования и трубопроводов, физико - механическим свойствам материалов, развитию дефектов по времени, а также по формированию отчетной информации по проводимым работам

по контролю металла, о результатах проведенных исследований и принятых решениях.

Выбор приведенной группы направлений может рассматриваться и как последовательность стадий по вводу в эксплуатацию очередей информационно аналитической системы с постепенным наращиванием ее функциональности. В этом контексте ввод каждой группы направлений имеет самостоятельное значение и является основой для реализации следующей стадии, расположенной выше по предложенной иерархической схеме.

Необходимость формирования единого информационного пространства требует поддержки распределенной архитектуры ИАС. Распределенная архитектура дает возможность консолидировать информацию, получаемую со всех АЭС в результате проводимых работ по ЭНК металла. Далее эта информация может быть преобразована в форму рекомендаций или корректирующих мероприятий по выполнению дополнительного контроля и исследования металла однотипных элементов, увеличению или уменьшению объемов контроля, повышению чувствительности контроля и т.д. В свою очередь эта обобщенная информация в форме рекомендаций или корректирующих мероприятий становится доступной всем АЭС.

ИАС должна также обеспечивать получение руководством концерна и другими управляющими и контролирующими организациями консолидирующей информации по всем АЭС о проводимых работах по ЭНК металла и текущем состоянии целостности металла оборудования и трубопроводов на каждой АЭС. Это требует функционирования ИАС на двух организационных уровнях:

- отраслевой уровень (Центральный аппарат концерна);
- станционный уровень (АЭС).

Подготовку информации для получения консолидированных результатов по проведенным работам на АЭС предполагается проводить по единому регламенту. Окончательная обработка результатов информации для руководства производится на отраслевом уровне.

В соответствии с концептуальной схемой была реализована ИАС станционного уровня. На рис.1 представлены основные этапы ведения работ, отвечающие станционному (базовому) уровню.

Каждый из этапов реализован в виде функционально оформленного программного модуля. Последовательность обработки данных в системе показана в виде связей, которые изображены линиями.

Одним из ключевых модулей ИАС станционного уровня является классификатор элементов контроля (рис.2). Основное назначение классификатора – ввод, редактирование и логичное выстраивание в иерархическую структуру элементов контроля, оборудования,



Рис. 1. Основные этапы работ станционного уровня.

трубопроводов и участков контроля. Для каждого типа элементов классификатора разработан свой набор характеристик, который является достаточным для решения задач по контролю металла. Важным элементом разработанного классификатора помимо описания элементов является возможность их поиска в иерархической структуре и табличной форме классификатора. Кроме того, можно видеть историю контроля для найденных элементов, включая информацию о заключениях, дефектах, заменах соответствующих участков трубопроводов или оборудования, включающих данные элементы.

Для позиционирования элементов контроля по пространственному признаку был разработан графический редактор, позволяющий работать с графическими объектами и связывать их с элементами контроля, описанными в классификаторе элементов.

Графический редактор дает возможность создавать схемы/карты контроля на основе графической системы Visio.

Созданная в Visio схема может быть привязана к базе данных (рис.3), после чего она становится объектом базы. Элемент схемы динамически связывается с элементом контроля классификатора. В этом случае состояние элемента классификатора связывается с графическим атрибутом, т.е. цветом, толщиной или типом линий и т.д. Это дает возможность использовать схему контроля как удобный навигатор, где например про-контролированные элементы высвечиваются – зеленым цветом, а непреконтролированные – красным. Выделив графический элемент можно перейти в его описание как элемента классификатора и уже просмотреть данные по контролю, заключениям, дефектам и любой другой информации, связанной с выбранным элементом.

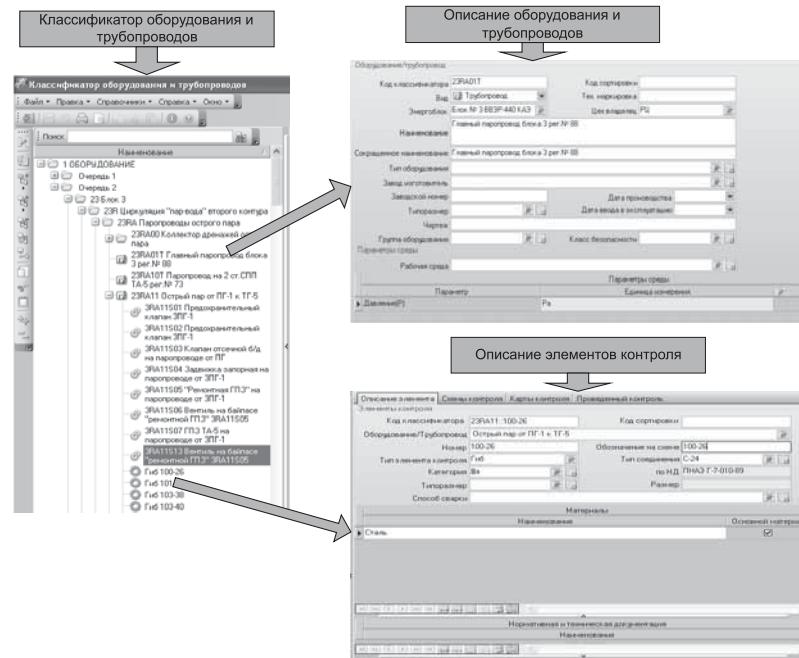


Рис. 2. Классификатор элементов контроля.

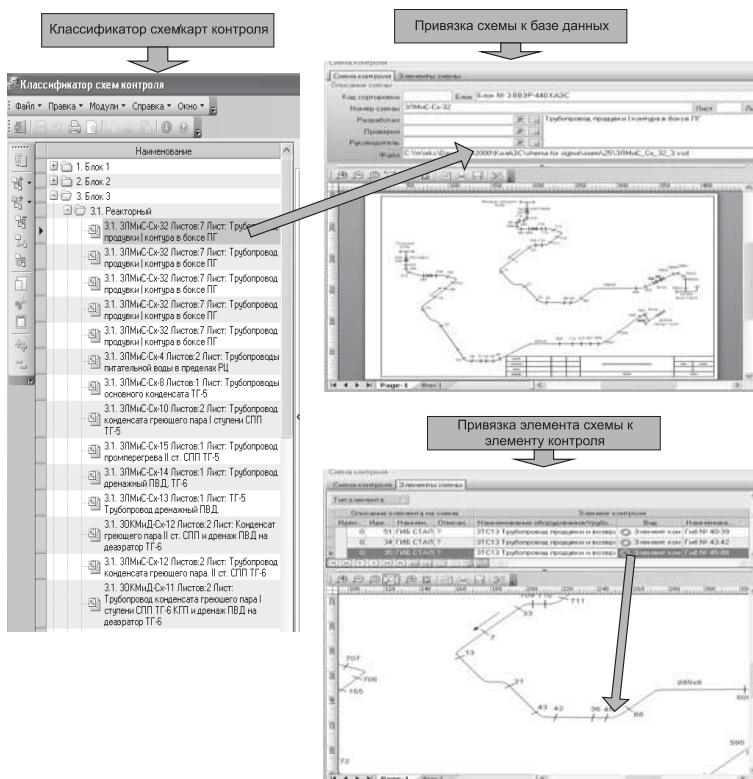


Рис. 3. Классификатор схем/карт контроля.

Разработанный графический редактор имеет следующие функции: редактировать графические элементы из ИАС, привязывать графические элементы на схеме к объектам базы, отображать в цвете текущее состояние элемента контроля на схеме, изменять состояние элементов контроля на схеме из ИАС, управлять цветом, шрифтами графического элемента из ИАС, сохранять файл со схемой контроля в базе данных, вести версионность схем.

Для планирования работ по контролю металла был использован метод, основанный на многокритериальном выборе. Ключевым понятием метода является стратегия, которая включает: правила подбора элементов, и сами элементы. В результате реализации стратегии формируется множество элементов, удовлетворяющих заданным правилам и расположенных в виде заданной структуры.

Основными документами, определяющими правила подбора элементов, являются следующие:

1. Типовая программа контроля за состоянием основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов АЭС,

2. Дополнительные программы обследования,

3. Технические решения и протоколы комиссий.

Окончательное задание стратегии для автоматизированного создания рабочей программы (РП) производится путем настройки системы. Последовательность проведения настройки ИАС представлена на рис.4.

Настройка ИАС для автоматизированного формирования проекта РП включает: задание структуры РП, выбор методов контроля для конечного узла структуры, задание правил проведения контроля, подбор для выбранного метода контроля элементов контроля из классификатора.

Сформированный автоматически проект РП может быть редактирован пользователем. Процесс редактирования РП показан на рис.5.

Окончательно сформированная РП имеет статус «Утвержденная». На основе утвержденной РП производится формирование заданий на проведение контроля. Для формирования, ведения и учета проведенных работ по контролю, а также учета результатов работ по выполненному контролю разработаны модули: «Журнал регистрации журналов», «Журнал сменных заданий», «Журнал по методам контроля», «Заключения по результатам контроля», «Реестр заключений».

Для анализа результатов контроля разработаны инструментальные средства, позволяющие проводить анализ в различных срезах, используя различные фильтры и группировки, а также различные формы интерфейса: иерархический, табличный, графический. В качестве примера на рис.6 и рис.7 приведены результаты анализа контроля металла, выполненного с использованием табличного и графического интерфейса.

Табличный интерфейс представляет РП в виде таблицы с возможностью построения различных фильтров и группировок с подведением количественных и процентных итогов по проведенному контролю. Сформированная пользователем аналитическая информация в виде таблицы может быть изображена в графическом виде, например в виде гистограммы рис.7.

Разработанная ИАС «Контроль металла» станционного уровня позволяет:

- сформировать единое информационное пространство по результатам контроля металла с целью дальнейшего проведения анализа причин зарождения дефектов и разработки корректирующих мероприятий по повышению надежности оборудования и трубопроводов,

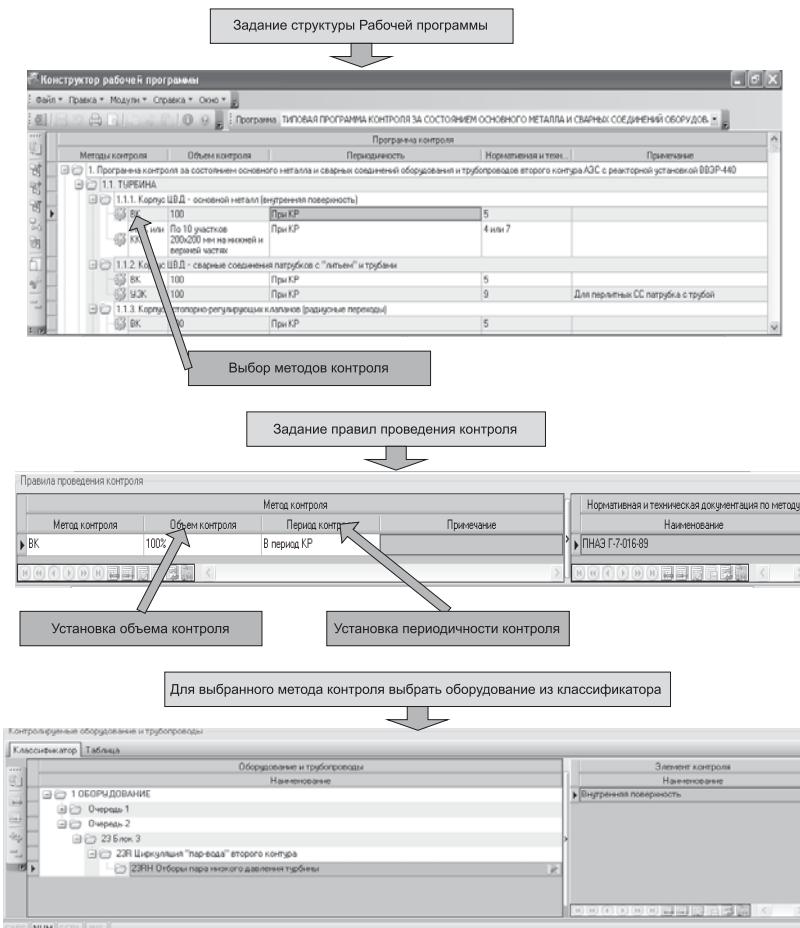


Рис. 4. Настройка ИАС для автоматизированного формирования проекта РП.

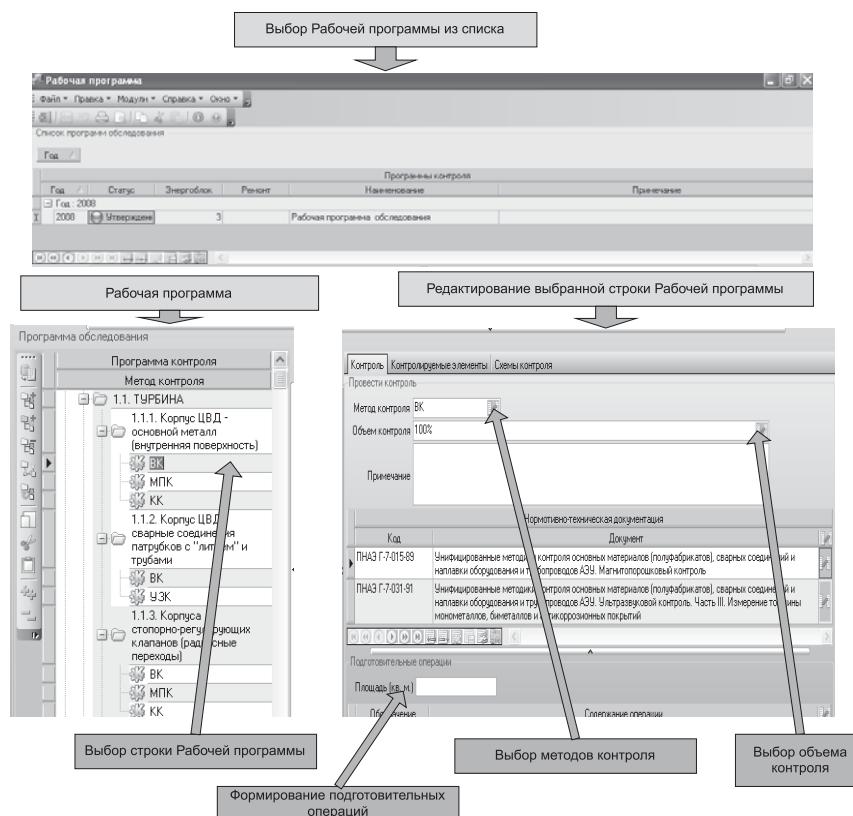


Рис. 5. Редактирование проекта РП.

Табличный интерфейс для анализа исполнения РП								
Наименование системы (оборудования, трубопровода)	Энергоблок	Цех владелец	Элемент контроля	Оценка качества	Метод контроля	Вид дефекта	Номер заключения	Дата контроля
■ Вид дефекта : [Объем контроля31]								
■ Вид дефекта : Неспллошность [Объем контроля2]								
■ Энергоблок : 3 [Объем контроля2]								
■ Наименование системы (оборудования, трубопровода) : Верхний блок (Объем контроля2)								
Верхний блок	3	РЦ	Свар. соед.	Отрицательная	ВК	Неспллошность	3-4231	15.09.2007
Верхний блок	3	РЦ	Свар. соед.	Отрицательная	ВК	Неспллошность	3-8657	02.04.2008
■ Вид дефекта : Пора [Объем контроля4]								
■ Энергоблок : 2 [Объем контроля1]								
■ Наименование системы (оборудования, трубопровода) : Паропровод на БРУ-К ТГ-5 рег.№ 93 (Объем контроля1)								
Паропровод на БРУ-К ТГ-5 рег.№ 93	2	ТЦ	Свар. соед.	Отрицательная	ВК	Пора	2-45	15.09.2007
■ Энергоблок : 3 [Объем контроля2]								
■ Наименование системы (оборудования, трубопровода) : Верхний блок (Объем контроля1)								
Верхний блок	3	РЦ	Свар. соед.	Отрицательная	УЗК	Пора	3-1456	15.09.2007
■ Наименование системы (оборудования, трубопровода) : Корпус реактора (Объем контроля1)								
Корпус реактора	3	РЦ	Гиб	Отрицательная	KK	Пора	3-1235	02.04.2008
■ Энергоблок : 4 [Объем контроля1]								
■ Наименование системы (оборудования, трубопровода) : Паропровод на БРУ-К ТГ-5 рег.№ 93 (Объем контроля1)								
Паропровод на БРУ-К ТГ-5 рег.№ 93	4	ТЦ	Гиб	Отрицательная	KK	Пора	4-343	02.04.2008

Рис. 6. Анализ результатов контроля с помощью табличного интерфейса.

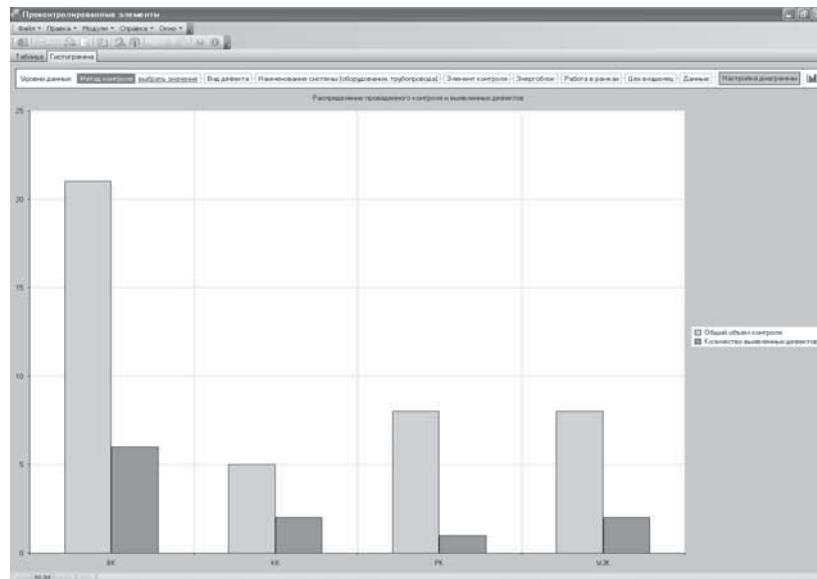


Рис. 7. Анализ результатов контроля с помощью графического интерфейса.

- автоматизировать процесс формирования рабочих программ,
- обеспечить информационную поддержку подразделения контроля металла (ПКМ) в период планирования и проведения ЭНК,
- обеспечить оперативное предоставление информации по результатам проведенного контроля металла,

- с возможностью анализа текущей информации в различных срезах,
- обеспечить последовательный переход к автоматизированной технологии планирования и контроля работ по ЭНК металла оборудования и трубопроводов АЭС.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВИХРЕТОКОВОГО КОНТРОЛЯ РАБОЧИХ ЛОПАТОК ТУРБИН АЭС

Самедов Я.Ю., Кутягин В.В.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

Для повышения износостойкости входные кромки рабочих лопаток из стали 15Х11МФ подвергают термообработке с использованием ТВЧ. Однако, нарушения в процессе термообработке могут приводить к образованию трещин. Исследования, проведенные в НПО ЦНИИТМАШ показали, что причиной разрушения лопаток являются поверхностные трещины, образовавшиеся на термообработанных кромках. На рис.1 видно, что трещины распространяются перпендикулярно кромкам лопатки.

Была поставлена задача своевременного обнаружения трещин и недопущение разрушения рабочих лопаток в процессе эксплуатации. Как известно, для обнаружения поверхностных трещин могут быть использованы различные методы неразрушающего контроля. В их числе ультразвуковой, вихретоковый, магнитный, капиллярный методы контроля. Среди перечисленных методов наиболее эффективным является вихретоковый метод неразрушающего контроля. Вихретоковый метод основан на возбуждение вихревых токов в электропроводящем материале и регистрации возмущений, вызванных несплошностями в материале (рис.2 и рис.3). Преимущество вихретокового метода не только в высокой скорости контроля, но и в возможности оценки и измерения глубины поверхностных трещин.

Для проведения исследований были вырезаны образцы из термообработанной цельной лопатки. Затем на поверхности образцов были нанесены две искусственные несплошности (трещины) с использованием электроэррозионного метода. Ширина трещин составляла не более 70мкм, а глубина 0.1мм и 0.2мм (рис. 4).

Исследования проводились с использованием современного вихретокового дефектоскопа ВД-120. Для наблюдения за изменениями сигналов в комплексной плоскости, было разработано специализированное

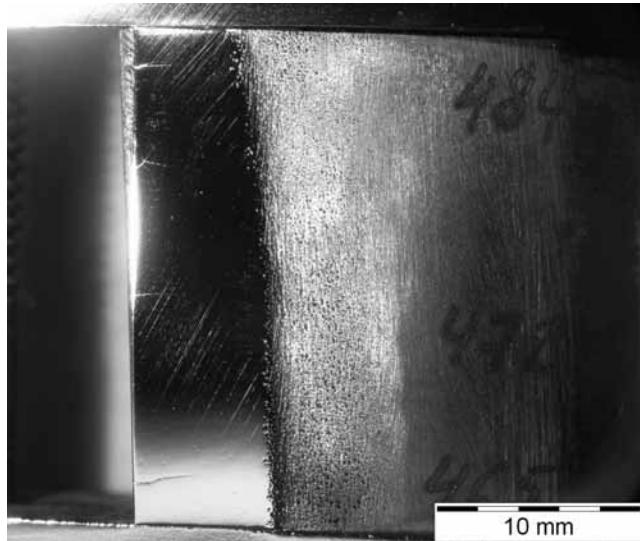


Рис. 1. Трещины у кромки в зоне ТВЧ

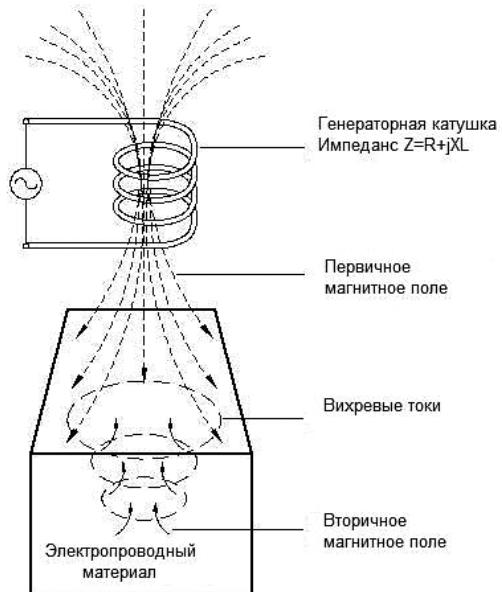


Рис. 2. Принцип возбуждения вихревых токов

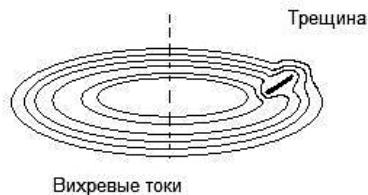


Рис. 3. Взаимодействие вихревых токов с несплошностью.



Рис. 4. Участок зоны ТВЧ рабочей лопатки с искусственными несплошностями глубиной 100мкм и 200мкм (ширина раскрытия 70мкм)

программное обеспечение. Которое позволяло также удалённо изменять параметры контроля. Проведенные исследования показали, что на поверхности лопаток возможны локальные структурные изменения. При перемещении преобразователя по этим зонам наблюдается изменение сигнала на комплексной плоскости (рис.5). Это может приводить к необоснованной перебраковке.

В результате теоретических исследований были установлены оптимальные условия контроля. Годограф изменения сигнала от поверхности трещины (рис.6) перпендикулярно годографу при влиянии мешающих факторов (рис.7)

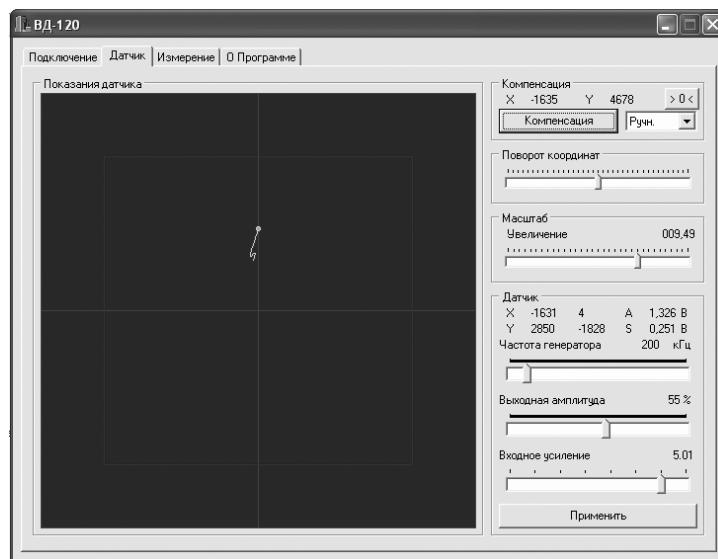


Рис. 5. «Блуждание» годографа по комплексной плоскости в результате структурной неоднородности металла лопатки

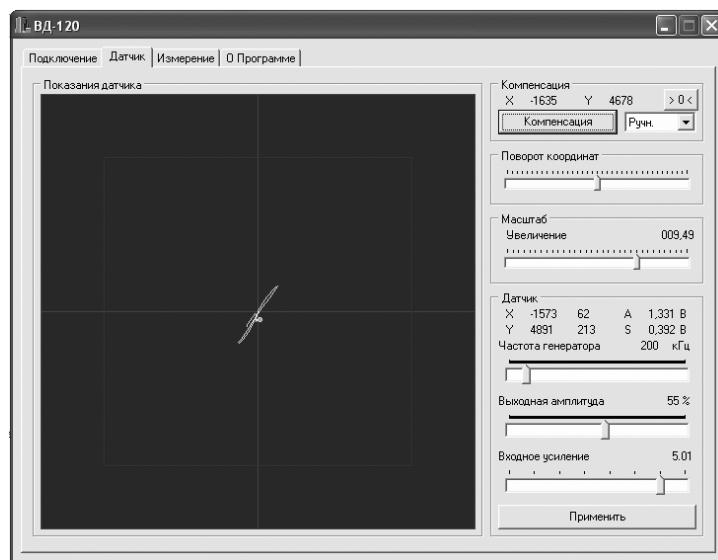


Рис. 6. Сигнал от искусственного дефекта в зоне ТВЧ рабочей лопатки глубиной H = 200мкм

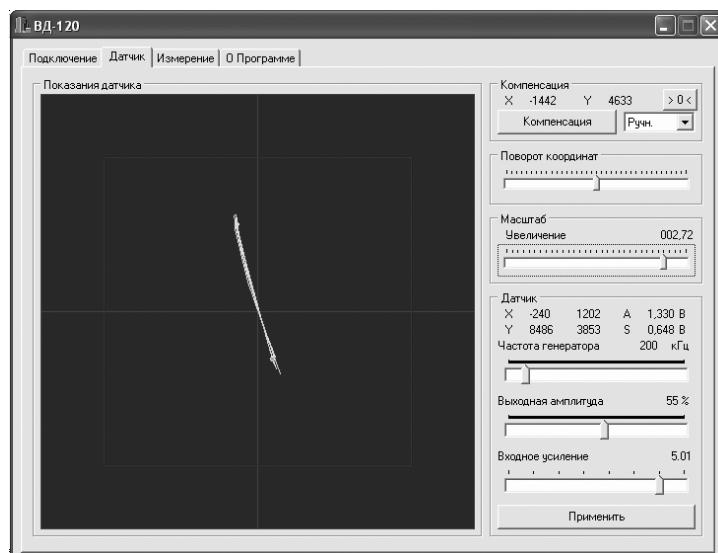


Рис. 7. Сигнал от колебания ВТП в плоскости сканирования

В ходе выполнения работ был разработан оригинальный вихревоковый преобразователь, направление перемещения которого ориентировано перпендикулярно наиболее вероятному распространению трещин. Для отстройки от помехи, вызываемой структурной неоднородностью термообработанной поверхности лопатки была разработана дополнительная программная опция к вихревоковому дефектоскопу ВД-120.

На основе полученных результатов была разработана методика вихревокового контроля входных кромок рабочих лопаток из стали 15Х11МФ. Проведенные испытания показали высокую эффективность разработанной вихревоковой методики контроля.

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ MSIP С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ МЕЖКРИСТАЛЛИТНОГО КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ В СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ АУСТЕНИТНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДУ300 С РУ РБМК 1000

Филимонцев Ю.Н., Бабкин Л.Б., Бабенко Т.С., Тарасов А.В.
ОАО «ВНИИАЭС»
Карась В.А.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

На основании положительных результатов опытно-промышленного применения технологии MSIP для сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду300 (СС Ду300) на АЭС с РБМК-1000 в период 2003 – 2004 годов [1], в январе 2005 года в концерне «Росэнергоатом» было подготовлено и согласовано в установленном порядке решение о применении установок обжатия для СС Ду300 на АЭС с РБМК-1000 [2]. Принятие этого решения положило начало массовому применению установок обжатия на АЭС с РУ РБМК-1000 для предотвращения межкристаллитного коррозионного расщепления под напряжением (МКРПН) в СС Ду300.

В соответствии с решением [2] в период плановых ремонтов с 2005 по первую половину 2010 года на энергоблоках Курской, Смоленской и Ленинградской АЭС было обжато шесть тысяч триста тридцать (6330) СС Ду300. Обжатию подвергались как новые сварные соединения, в том числе образованные после ремонта дефектных сварных соединений врезкой катушек, так и сварные соединения, находившиеся в длительной эксплуатации.

За весь период применения технологии MSIP как в России, так и в мировой практике, не зафиксировано ни одного случая выявления дефектов МКРПН после обжатия сварного соединения.

На рис. 1 представлены данные на первое полугодие 2010 г. по количеству имеющихся СС Ду300 типа «труба – труба» на каждом энергоблоке АЭС с РУ РБМК-1000 и количеству обжатых СС Ду300.

Опыт и практика, накопленные в процессе применения установок обжатия для СС Ду300, позволил определить следующие направления усовершенствования и развития технологии MSIP на ближайшее время:

- расширение перечня СС Ду300, для которых может быть применена технология MSIP (СС трубопроводов Ду300 на энергоблоке №1 Ленинградской АЭС с номинальной толщиной стенки 12 мм, СС Ду300 типа «труба – патрубок оборудования», «труба – тройник» и др.);
- снижение влияния человеческого фактора при выполнении измерительных, вычислительных и регистрирующих процедур в ходе применения установок MSIP в помещениях АЭС (использования электронных микрометров, штангенциркулей, карманных персональных компьютеров, позволяющих выполнять необходимые расчеты, регистрировать и переносить данные о выполненных процедурах в систему электронной архивации в виде электронного протокола без применения бумажных носителей);
- разработка, внесение и согласование усовершенствованных форм отчетной документации в технологическую инструкцию [3] с целью оптимизации процесса

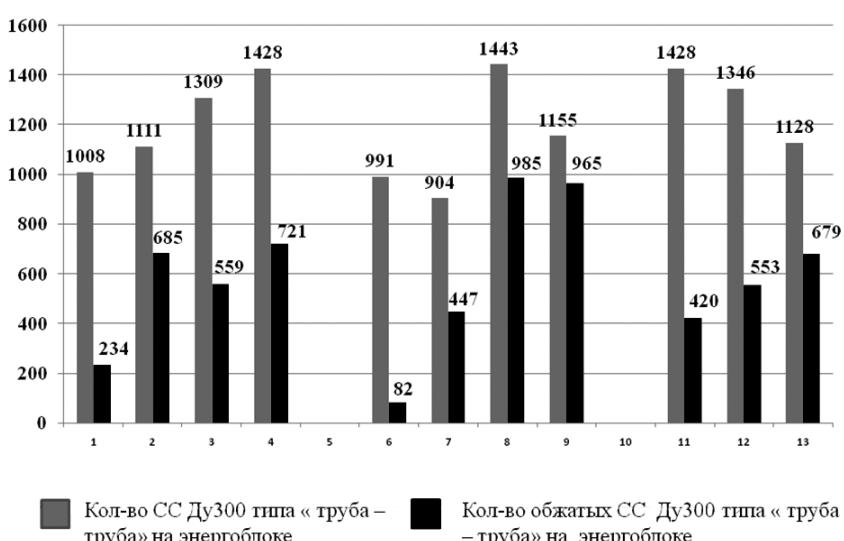


Рис. 1. Количество обжатых в соотношении с общим количеством СС Ду300 типа «труба-труба» на АЭС с РУ РБМК-1000 на июнь 2010 г.

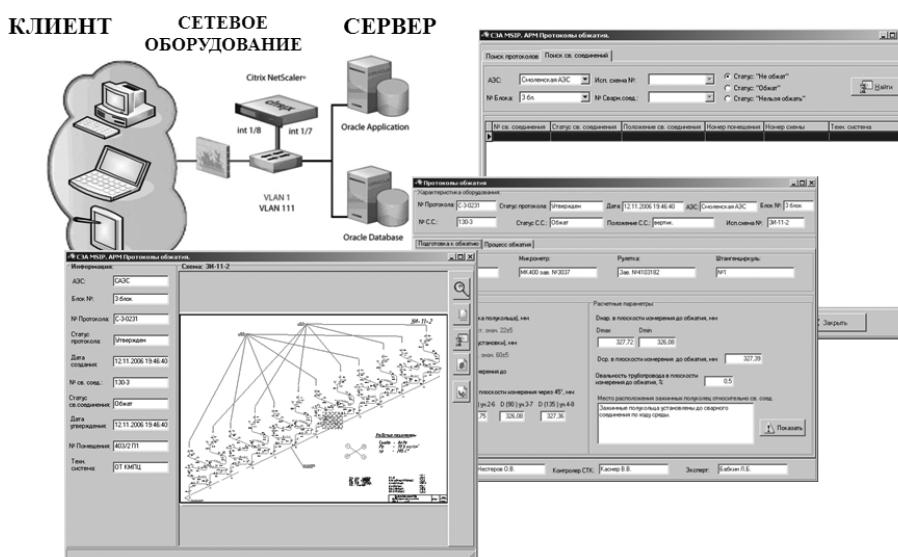


Рис. 2. Принципиальная схема системы электронной архивации процесса и результатов обжатия

- и оформления результатов применения технологии MSIP в помещениях АЭС;
- разработка и внедрение на каждом энергоблоке АЭС системы электронной архивации, в базе данных которой зафиксированы результаты процесса обжатия каждого сварного соединения с графическим отображением расположения камерных прессов и маркировки обжатого СС Ду300. Принципиальная схема организации системы электронной архивации для отдельной АЭС представлена на рис. 2;
- обоснование увеличения временного интервала между дефектоскопическими контролями для обжатых по технологии MSIP СС Ду300, в которых образование и развитие дефектов МКРПН предотвращено;
- поддержка квалификации специалистов предприятий; привлекаемых к использованию технологии MSIP, включая организацию и проведение независимого экспертизного контроля при применении установок обжатия в помещениях АЭС.

Представленные результаты применения технологии MSIP позволяют обоснованно считать, что в отрасли в промышленных масштабах внедрена эффективная технология предотвращения зарождения и развития дефектов МКРПН, обеспечивающая дальнейшую бездефектную эксплуатацию обжатых СС Ду300 на АЭС с РУ РБМК-1000.

Список литературы

1. Филимонцев Ю.Н., Черкасов Ю.М. и др. «Внедрение установок механического перераспределения остаточных сварочных напряжений в сварных соединениях аустенитных трубопроводов Ду300 для предотвращения эксплуатационных повреждений на АЭС с РБМК-1000». Сб. докладов четвертой Международной научно-технической конференции концерна «Росэнергоатом» «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». М. 2003.

2. Решение № РБМК ТР-910 К 05. О применении установок обжатия для сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду300. М. 2004.

3. ВНИИАЭС. Технологическая инструкция. Техническое обслуживание трубопроводов Ду300 энергоблоков АЭС с реакторами РБМК-1000 установкой обжатия (MSIP) для механического перераспределения остаточных сварочных напряжений. 58413824.25021.00016. М., 2003 с. 62.

ГАММА-ДЕФЕКТОСКОПЫ ДЛЯ РАДИОГРАФИЧЕСКОГО И РАДИОМЕТРИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ИЗДЕЛИЙ

Хорошев В.Н., Волков Ю.Е., Декопов А.С., Косицын Е.М.

ОАО «НИИТФА», г. Москва

Козин Ю.Н.

ОАО «Концерн «Росэнергоатом»»

В настоящее время наиболее актуальной проблемой является замена действующего парка гамма-дефектоскопических аппаратов, применяемых в промышленности для контроля сварных соединений и наплавок. В промышленности гамма-дефектоскопы затворного и шлангового типа составляют основу эксплуатационного парка.

По заданию ОАО «Концерн «Росэнергоатом» в 2008 году ОАО «НИИТФА» приступил к разработке гамма-дефектоскопа общепромышленного назначения нового поколения затворного типа «Стапель-5 Se75Ir192» в соответствии с ГОСТ 23764-79 «Гамма – дефектоскопы. ОТУ». Разработка гамма-дефектоскопа затворного типа «Стапель-5 Se75Ir192» в 2009 году была успешно завершена, гамма-дефектоскоп прошел все предусмотренные виды испытаний и был рекомендован приемочной ведомственной комиссией ОАО «Концерн «Росэнергоатом» к серийному производству. Один аппарат передан в опытно – промышленную эксплуатацию на Балаковскую АЭС.

Аппарат прошел сертификацию в ОАО «Изотоп» и получил сертификат № RUS/5752/B(V)-96, срок действия до 15.01.2015 г.

Гамма-дефектоскоп «Стапель-5 Se75Ir192» предназначен для проведения радиографического контроля сварных соединений и наплавок в условиях строительства и эксплуатации АЭС и других промышленных изделий. В таблице 1 приведены основные характеристики гамма-дефектоскопа «Стапель-5 Se75Ir192». Рис.1.

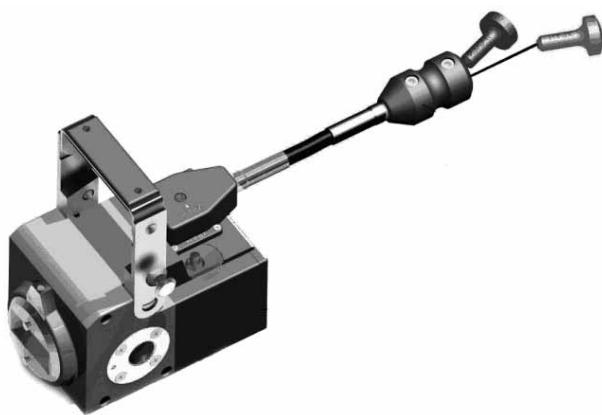


Рис. 1. Гамма-дефектоскоп «Стапель-5 Se75Ir192».

Таблица 1. Основные характеристики гамма -дефектоскопа «Стапель-5 Se75Ir192»

Основные параметры	Характеристики
Интервал рабочих температур, °C	-40°C – +40°C
Мощность экспозиционной дозы в положении хранения ,не более:	
-на поверхности радиационной головки, мкЗв/ч	200
-на расстоянии 1 м от поверхности радиационной головки, мкЗв/ч	20
Габаритные размеры радиационной головки (Д x В x Ш), мм	182 x 108 x 125
Масса радиационной головки, кг, не более:	10
Расстояние от радиационной головки до пульта (ручное управление), м	5
Максимальный угол загиба троса пульта ручного управления при радиусе загиба не более 400 мм	90°
Размер площади глубококоллимированного пирамидального пучка γ-излучения (F – фокусное расстояние)	
-при фокусном расстоянии “F”	FxF
-со съемным коллиматором	Fx0,5F
Гарантийный срок, мес.	12
Срок службы, лет, (не менее),(циклов)	6(50000)
Сертификация, тип	B(U)

Благодаря конструктивным решениям в гамма-дефектоскопе «Стапель-5 Se75Ir192» было реализовано применение двух типов источников ионизирующего излучения на основе изотопа Селен-75 активностью до 80 Ки или Иридий-192 активностью до 7 Ки. Это позволяет расширить технологические возможности гамма -дефектоскопа, снабженного трехканальным транспорто – перезарядным контейнером (ТПК), т.к. источник Селен-75 позволяет контролировать сварные соединения с толщинами по стали 5-40 мм, а применение источника Иридий-192 – расширяет диапазон контроля по толщинам по стали с 10 до 60 (80) мм.

В составе гамма – дефектоскопа «Стапель-5 Se75Ir192» и его модификации предусматривается:

- рабочий комплект (радиационная головка, пульт управления ручной, съемный коллиматор, подставка);
- вспомогательный комплект (контейнер транспортно-перезарядный трехканальный, ЗИП).

Замена держателя источника в радиационной головке гамма – дефектоскопа при использовании контейнера (ТПК), производится в условиях эксплуатации без применения специального инструмента.

Расширение диапазона толщин контролируемых источником Селен-75 с 5 -30 мм до толщин 5-40 мм было осуществлено в ходе разработки методических рекомендаций сотрудниками ОАО «ЦНИИТМАШ». На основании проведенных исследований институтом ОАО «ЦНИИТМАШ» была разработана Методика радиографического контроля сварных соединений оборудования и трубопроводов с использованием источника Se-75 в диапазоне толщин 5-40 мм по стали.

Приемочные испытания Методики были проведены на производственной базе ОАО «НИИТФА» в IV квартале 2009 г. ведомственной комиссией ОАО «Концерн Росэнергоатом» с участием представителей ОАО «НИКИМТ-Атомстрой»; ОАО «НИИТФА»; ОАО «ЦНИИТМАШ»; Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Испытания производились с применением гамма – дефектоскопа «Стапель- 5 Se75 Ir192», заряженного источником ГС75.М11.90 активностью на период испытаний 45 Ки. В качестве объекта контроля использовались специальные сборные образцы с эталонными искусственными дефектами и сварные образцы с естественными сварочными дефектами. В результате испытаний установлено, что основные параметры контроля (чувствительность контроля, оптическая плотность снимков, геометрическая нерезкость) соответствуют требованиям ГОСТ 7512-82, ПНАЭ Г 7-010-89, ПНАЭ Г 7-017-89. Сходимость результатов по сравнению с результатами просвечивания рентгеновскими лучами составила 100% для искусственных дефектов, не менее 90% для естественных дефектов.

По результатам приемочных испытаний Методика радиографического контроля одобрена Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору письмом №05-37/2169 от 21.12.2009 г. применительно к радиографическому контролю сварных соединений и трубопроводов АЭС с использованием радионуклидного источника Se-75 в диапазоне радионуклидных толщин от 5 до 40 мм.

В процессе приемочных испытаний гамма-дефектоскопов были высказаны пожелания модификации гамма - дефектоскопа «Стапель-5 Se75Ir192» под источник исключительно Селен-75 с защитой из вольфрамового сплава.

Проведенный анализ использования источника Селен-75, позволил приступить к разработке, изготовлению и сертификации модернизированного типа гамма - дефектоскопа под наименованием «Стапель-5 Se75W» (W-защита из материала вольфрам). В гамма-дефектоскопе «Стапель-5 Se75W» используется источник Селен-75, активностью до 80 Ки. Эксплуатация и обращение с данной моделью гамма –дефектоскопа «Стапель-5 Se75W» не требует строгой отчетности, т.к. не содержит блока защиты из обедненного урана, приравненного к источникам ионизирующего излучения.

В настоящее время гамма-дефектоскоп «Стапель-5 Se75W» проходит испытания с последующим проведением сертификации.

В процессе разработки находится модель затворно-роторного гамма-дефектоскопа предназначенного для работы со специальным штативом с источником ионизирующего излучения на основе изотопа «Se-75»

активностью до 80 Ки, материал биологической защиты - вольфрам. Гамма-дефектоскоп предназначен для контроля сварных соединений труб диаметром от 25 до 100 мм с толщиной стенки 5-30 мм.

В соответствии с новыми нормативными требованиями специалистами ОАО «НИИТФА» ведется разработка нескольких аналогов общепромышленного шлангового гамма-дефектоскопа типа «Гаммариd.» с источником «Иридий-192» активностью до 120 Ки и «Селен-75» активностью 100 Ки, предназначенных для замены широко применяемых до последнего времени шланговых гамма-дефектоскопов, разработки ФГУП «ВНИИТФА» 1970-75 гг. и серийно выпускавшихся заводом «Балтиец», г. Нарва. Предполагаемый срок серийного выпуска 4 квартал 2011 года.



Рис. 2. Гамма-дефектоскоп «Гаммариd 2010».

Таблица 2. Проектные характеристики шлангового гамма-дефектоскопа новой серии «Гаммариd 2010»

Основные параметры	Характеристики
Интервал рабочих температур, °C	-40°C - +40°C
Мощность экспозиционной дозы в положении хранения , не более:	
-на поверхности радиационной головки, мкЗв/ч	200
-на расстоянии 1 м от поверхности радиационной головки, мкЗв/ч	20
Масса радиационной головки, кг не более	23
Типы применяемых источников	
<i>Селен -75</i>	T1/2=120 дней, Q≤80 Ки
<i>Иридий -192</i>	T1/2=74 дней, Q≤120 Ки
Расстояние от радиационной головки до пульта (ручное управление), м не менее ампулопровод, м не менее	8,0 8,0
Максимальный угол загиба троса пульта ручного управления при радиусе загиба не более 400 мм	90°
Подача источника излучения по ампулопроводу до, м	
- по горизонтали	8,0
- по вертикали	4,0
Гарантийный срок, мес.	12
Срок службы, лет (не менее) (циклов)	5(50000)
Сертификация, тип	B(U)

Продолжается выпуск шланговых гамма-дефектоскопов с источниками Кобальт-60 ($E\gamma=1,25$ МэВ, $T1/2=5,25$ лет) разработанных ОАО «НИИТФА».

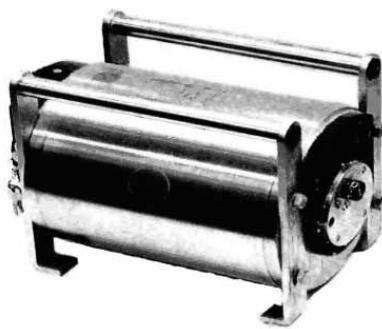


Рис. 3. Гамма-дефектоскоп «РИД-К/100»

Гамма-дефектоскопическая установка «РИД КТМ-6» с источником ионизирующего излучения на основе изотопа Кобальт-60 активностью до 400 Ки предназначена для осуществления радиометрического или радиографического контроля изделий с толщинами до 250 мм по стали. Установка используется для работы в закрытых специализированных камерах или боксах. Управление режимами работы гамма-дефектоскопа осуществляется программно дистанционно на расстоянии до 100 м. Электрическое питание от сети переменного тока 220 В, 50 Гц. Источник подается по ампулопроводу на расстояние до 12 м, масса радиационной головки \approx 350 кг, материал биологической защиты - обедненный уран.

Гамма-дефектоскоп «РИД-К/100» (рис. 3) шлангового типа с источником Кобальт-60 активностью до 100 Ки выполняет те же задачи, что и «РИД- КТМ-6». Гамма-дефектоскоп «РИД-К/100» имеет ручной привод и подает источник по ампулопроводу на расстояние до 8,0 м (по требованию 12 м). Масса радиационной головки \approx 155 кг, материал биологической защиты - обедненный уран. В состав данных моделей гамма-дефектоскопов входят двухканальные транспортно-перезарядные контейнеры, коллиматоры, ампулопроводы .



Рис. 4. Датчик радиационного поля «ДРП-10 С»

Таблица 3. Основные характеристики Датчик радиационного поля «ДРП-10 С(3)»

Основные характеристики	Значения характеристик
Вес, г	45
Габариты, мм	Ø50 x 16
Тип крепления «ДРП-10 С» «ДРП-10 З»	Магнитное (клипса) Магнитное (клипса)
Тип регистрируемого излучения	Гамма, рентген
Срок службы, не менее лет	1
Тип индикатора ДРП-10 С ДРП-10 З	Светодиод SUNR-300 ($I_{cb}=380 \text{ мКд}$) Звуковой индикатор ЗП-6 ($F_p=4 \text{ кГц}$)

В качестве дополнительной опции затворные и шланговые модели аппаратов будут снабжаться датчиками радиационного поля, повышающими уровень информированности персонала о положении источников гамма-излучения («Хранение», «Перемещение по ампулопроводу», «Излучение») в процессе работы операторов с гамма-дефектоскопами и, следовательно, безопасности обслуживания гамма-дефектоскопов.

Датчик радиационного поля «ДРП-10 С» обеспечивает подачу светового сигнала («ДРП-10 З» -звукового) (рис.4) при превышении уровня излучения выше определенного значения. Датчики устанавливаются непосредственно на корпусах гамма- дефектоскопов, рентгеновских аппаратах или на контролируемых изделиях и предназначены для повышения безопасности персонала при работе с источниками ионизирующего излучения.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОБЛУЧЕННЫХ ОБРАЗЦОВ-СВИДЕТЕЛЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ РЕКОНСТРУКЦИИ

Чирко Л.И., Ревка В.Н.

Институт ядерных исследований НАН Украины

Гринченко Г.П., Козлов В.Я., Стобубун В.В.

Научно-технический центр (ОП НТЦ) НАЭК

«Энергоатом»

Введение

В 2009 году на базе «горячих» камер Института ядерных исследований НАН Украины при финансовом обеспечении государственного предприятия Национальная энергогенерирующая компания «Энергоатом» внедрена технология реконструкции образцов Шарпи из половинок испытанных на динамическую или статическую вязкость разрушения образцов-свидетелей (ОС) металла корпусов реакторов (КР) ВВЭР-1000. Данная технология основана на электронно-лучевой сварке исследуемого фрагмента ОС (так называемой вставки) с концевыми надставками (хвостовиками) в условиях отсутствия перегрева выше 300°C средней части вставки.

Данная технология применяется с целью увеличения количества облучаемых образцов корпусной стали реактора для получения достоверных данных и оценки радиационного охрупчивания материалов КР при под-

тверждении их проектного срока эксплуатации и его переназначения.

Необходимость реконструкции образцов-свидетелей обусловлена существующим градиентом плотности потока нейтронов, падающих на ОС. В итоге разброс значений флюенсов быстрых ($E \geq 0,5 \text{ МэВ}$) нейтронов, накопленных группой штатных ОС, достигает 60%. Для получения представительных результатов исследований ОС используется градиент потока нейтронов по высоте каждого ОС. Это дает возможность подобрать группы половинок испытанных ОС с флюенсами быстрых нейтронов на рабочих частях с разбросом не более чем $\pm 10\%$. Поэтому первым этапом реконструкции ОС является определение флюенса быстрых нейтронов, накопленных частями ОС на высоте $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$ и $\frac{3}{4}$.

Далее из половинок испытанных ОС, подобранных в группу, изготавливаются вставки длиной, как правило, $17^{+0,1} \text{ мм}$ и к обоим торцам привариваются хвостовики (в этом случае длиной $19^{+0,1} \text{ мм}$). В принципе на этапе аттестации технологии реконструкции была доказана возможность использования вставки длиной 14 мм, но пока мы работаем с более длинными вставками.

Сваренная заготовка обрабатывается механически на внутrikамерном электроэррозионном станке до размеров и формы соответствующего стандарта и на образцах, предназначенных для испытаний на трехточечный изгиб, выращивается усталостная трещина.

Оборудование

Для выполнения работ по реконструкции ОС было приобретено и инсталлировано в «горячие» камеры дополнительное оборудование:

- **установка для электронно-лучевой сварки** (изготовитель: Институт ядерных исследований г. Ржеж, Чешская Республика) (рис. 1 а);
- **установка для выращивания в образцах усталостных трещин** с последующим их испытанием на трещиностойкость (изготовитель: фирма BISS, Индия) (рис. 1 б);
- **электроэррозионный станок** для механической обработки половинок ОС и сваренных заготовок (изготовитель: фирма ZAP-bp, Польша);
- **видеосистема Projekt X** для измерения геометрических размеров активных образцов (изготовитель: фирма Aberlink, Великобритания);
- **инструментированный копер** фирмы INSTRON, а также вспомогательное оборудование:
- ванна для ультразвуковой очистки образцов;
- ультразвуковой твердомер;
- телекамеры и переговорные устройства для облегчения работ внутри «горячих» камер;
- спектрометр и комплект для пробоподготовки фирмы LECO.

В настоящее время все оборудование за исключением копра и спектрометра находится внутри камер и управляет дистанционно. Перед размещением установок в каждой защитной камере выполнены подготовительные работы под каждую установку. Так, камера под электронно-лучевую установку претерпела капитальную модернизацию, включая облицовку внутренних поверхностей нержавеющей сталью.

Нагружающая система сервогидравлической установки для выращивания усталостных трещин размещена частично внутри камеры, частично в подкамерном помещении, отделенном от собственно камеры днищем из нержавеющей стали толщиной 12 мм. В днище было вырезано отверстие, через которое установка опущена

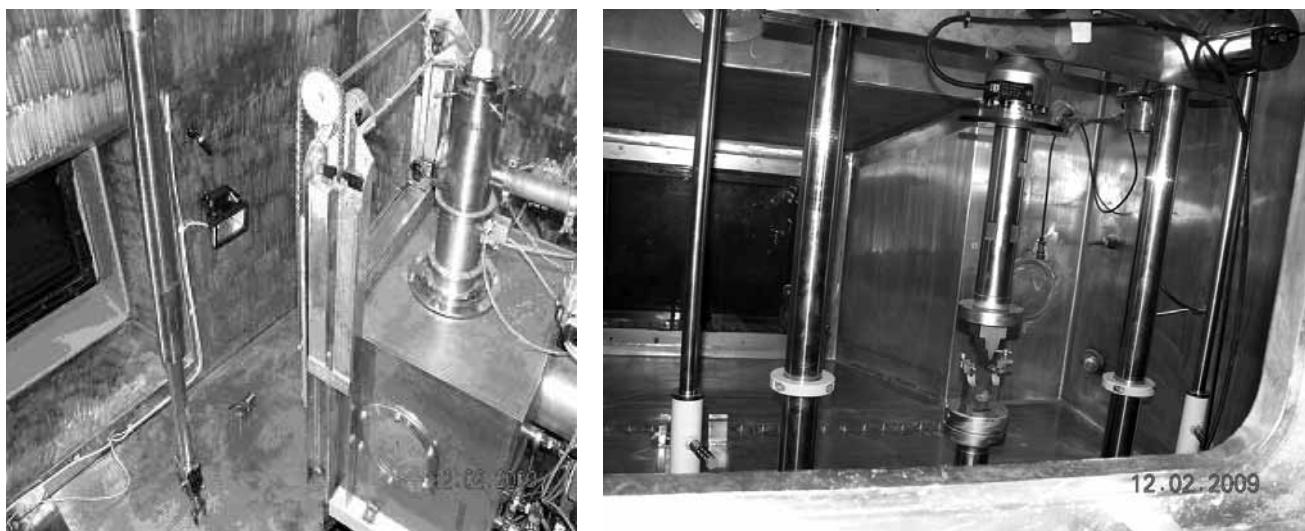


Рис. 1. Высоковакуумная камера для электронно-лучевой сварки (а) и установка для выращивания в образцах усталостных трещин с последующим их испытанием на трещиностойкость (б), размещенные внутри «горячих» камер

на специально сконструированный и изготовленный пьедестал. Затем отверстие было закрыто специально изготовленными частями днища и герметизировано через резиновые прокладки для поддержания в камере разрежения, препятствующее возможности попадания радиоактивных веществ в окружающую среду.

Еще этажом ниже — в технологическом коридоре размещена гидравлическая система, осуществляющая усилие нагружения при работе установки.

Очень важным звеном в технологической цепочке является внутrikамерный электроэррозионный станок, выполняющий несколько операций: изготовление вставок (торцевание), снятие усилий над сварными швами и изготовление V-надрезов на соответствующей поверхности сваренного образца (рис. 2).

Таким образом, в ИЯИ НАНУ внедрена технология реконструкции ОС, состоящая:

- из оборудования для выполнения реконструкции ОС;
- методик, задействованных в технологической цепи реконструкции и испытаний ОС;
- подготовленного персонала «горячих» камер.

Аттестация технологии реконструкции

Внедрение технологии реконструкции в ИЯИ проходило под контролем Евроатома в связи с участием Украины в международной программе TAREG. В рамках этой программы технология реконструкции ОС была верифицирована экспертами Евросоюза. В рамках украинских требований эта технология аттестована и одобрена Государственным комитетом ядерного регулирования Украины.

В рамках аттестации контролировались все этапы технологии реконструкции, прочность сварных швов и отсутствие перегрева средней части вставки в момент сварки, что гарантирует отсутствие влияния на свойства исследуемого металла.

Для проверки устойчивости сварных швов к разрушению были исследованы образцы с длиной вставки 14 мм и 17 мм.

Проверка устойчивости швов к разрушению проведена путем квазистатического изгиба сваренных заготовок без надреза (со стороны противоположной нане-

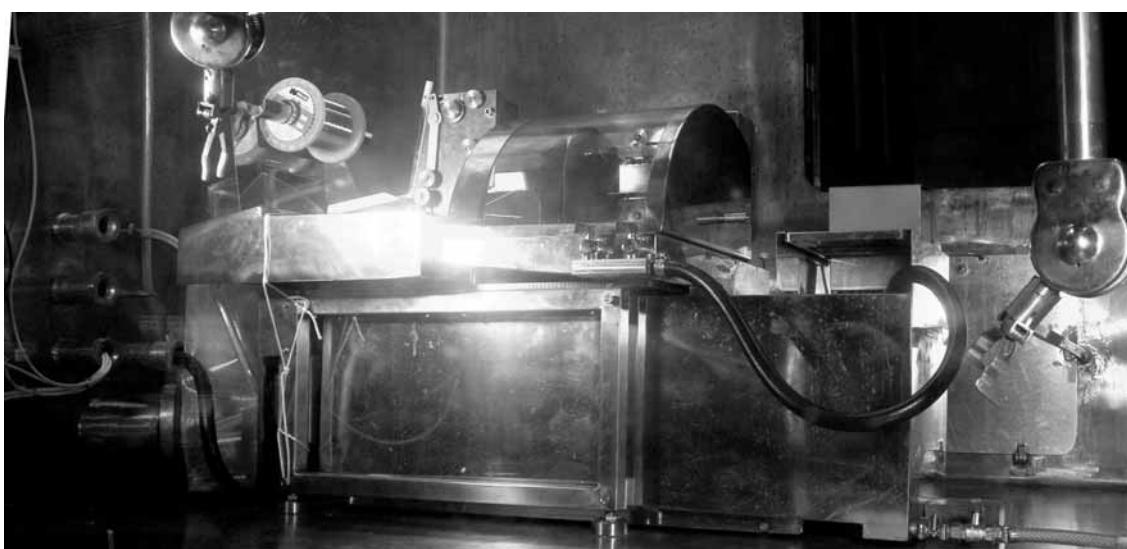


Рис. 2. Электроэррозионный станок, установленный внутри «горячей» камеры

сению будущего надреза) на испытательном комплексе INSTRON 1362 (цифровой контроллер FastTrack 8500 Plus), установленного в “горячей” камере №6 при температурах:

- -150°C до нагрузки $P_{\max} = 34 \text{ кН}$;
- -70°C до $P_{\max} = 31 \text{ кН}$;
- $+150^{\circ}\text{C}$ до $P_{\max} = 34 \text{ кН}$;
- $+20^{\circ}\text{C}$ до $P_{\max} = 26 \text{ кН}$.

Перед испытанием заготовки выдерживались при заданной температуре 15 мин в температурной камере. Образцы охлаждались в парах жидкого азота. Во время нагружения заготовка оставалась в температурной камере при выбранной температуре. Стабильность поддержания температуры составляла $\pm 2^{\circ}\text{C}$. Скорость нагружения контролировалась по перемещению активного захвата испытательной машины. Скорость движения активного захвата была выбрана 0,5 мм/мин.

После испытаний все изогнутые заготовки обследованы на наличие надрывов в металле шва и околосшовной зоны. Результаты исследований свидетельствуют, что после испытаний отсутствуют повреждения в сварных соединениях, металл демонстрирует вязкое удлинение на растянутых волокнах во всем сварном соединении.

Для проверки отсутствия перегрева вставки при сварке выше температуры эксплуатации корпуса реак-

тора (300°C) проведены контрольные сварки с хромель-алюмелевыми термопарами, размещенными на глубине 5 мм на расстоянии 2,5 мм и 5 мм от сварного шва. Запись изменения температуры проводится беспрерывно в течение всего цикла с помощью самописца ENDIM 621.01(Германия).

Измерения показали, что на расстоянии 2,5 мм температура не превышает 180°C , а на расстоянии 5 мм — 100°C (рис. 3).

Для определения областей с измененными характеристиками по длине реконструированного образца проведено измерение твердости в рабочей зоне. Для измерения твердости изготовлен шлиф по сечению на глубине 3 мм от боковой поверхности образца и по диагональному разрезу шва. Измерение твердости проводилось по методу Виккерса на твердомере Computest SC HV₅ с нагрузкой 49,03 Н на поверхности микрошлифа, перпендикулярной поверхности, на которой наносится надрез, на уровне 3 мм от поверхности будущего надреза в продольном направлении с шагом 3–4 мм вдали от швов и 0,05 – 0,2 мм в ЗТВ и на поверхности шва.

Результаты измерений показывают практически одинаковые значения твердости в рабочей зоне реконструированного образца, соответствующие значениям данного материала без реконструкции (рис. 4).

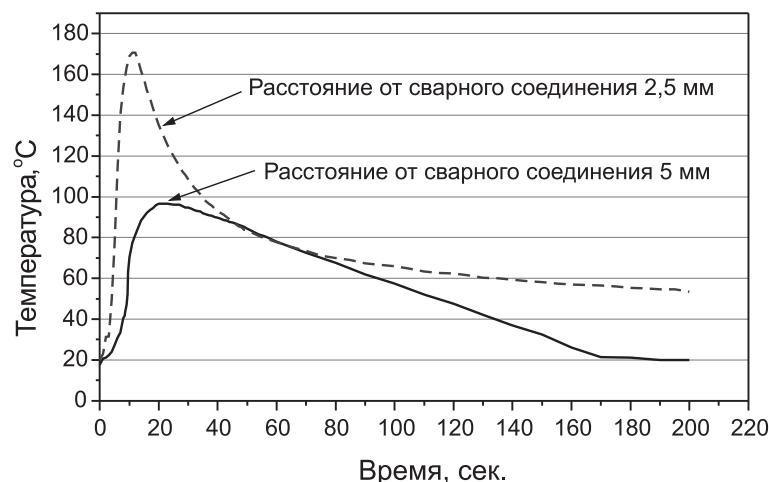


Рис. 3. Зависимость температуры вставки в процессе сварки

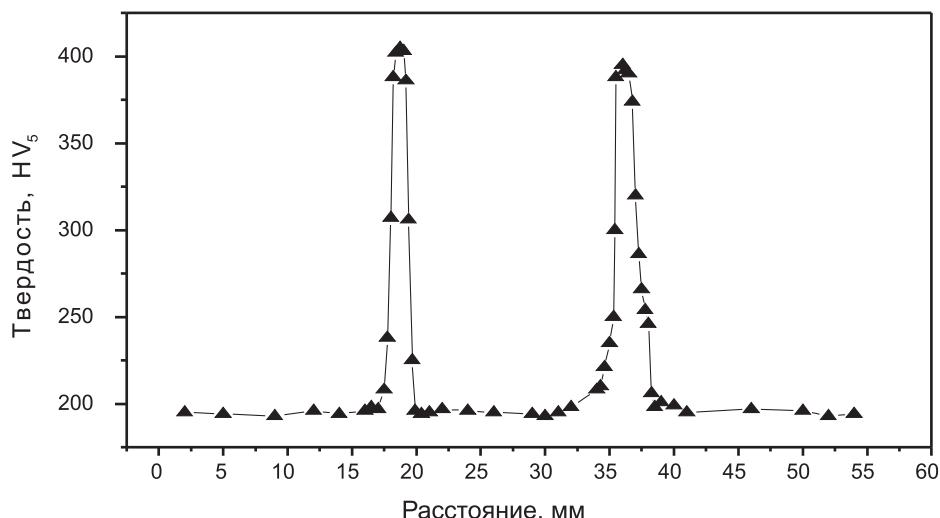


Рис. 4. Изменение твердости вдоль реконструированного образца

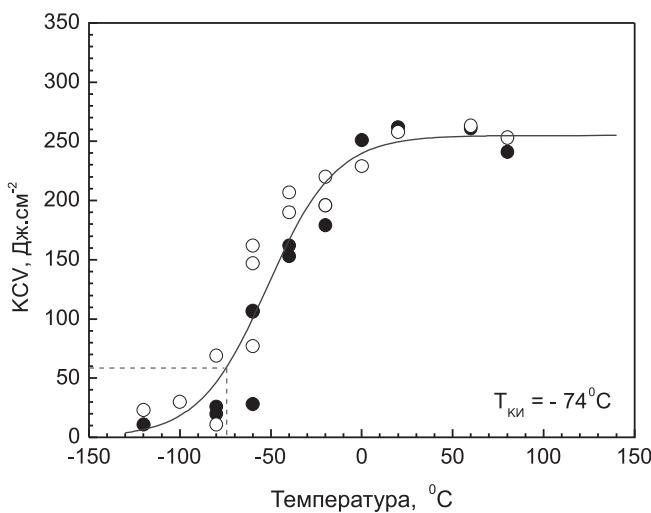


Рис. 5. Обобщенная температурная зависимость ударной вязкости для исходных (●) и реконструированных (○) образцов блока D7

Таким образом, измерение твердости реконструированного образца показало отсутствие влияния процесса сварки электронным лучом при оптимизированных параметрах на структуру и свойства стали в рабочей части вставки.

В рамках аттестационных экспериментов были испытаны по 15 целых и 15 реконструированных образцов на ударный и трехточечный изгиб из двух марок стали: 15X2НМФА (сталь из разрезанного корпуса реактора несуществующей Крымской АЭС) и 15X2НМФА-А из корпуса реактора блока D7 (передана Российской научным центром «Курчатовский институт» в качестве тестового материала в рамках международной программы TAREG).

Испытания стандартных и реконструированных образцов Шарпи на ударный изгиб показали статистически одинаковые значения критической температуры хрупкости (рис. 5).

Испытания на статическую вязкость разрушения также показали согласованность результатов обеих серий испытаний.

Реконструкция ОС корпуса реактора блока №1 Южно-Украинской АЭС

На текущий момент получены первые результаты – испытаны реконструированные образцы третьей выгрузки основного металла и сварного шва №3 корпуса реактора блока №1 Южно-Украинской АЭС (рис. 6).

Для металла сварного шва этого корпуса имеются данные по испытанию реконструированных ОС двух комплектов: 2Л – испытанных и реконструированных в РНЦ «Курчатовский институт» (КИ) и 3Л – испытанные и реконструированные в ИЯИ НАН Украины. Сравнение сдвигов критической температуры хрупкости ΔT_F , полученных по результатам испытаний реконструированных в разных организациях с применением разной технологии сваривания, показало, что они лежат в пределах разброса и дополняют друг друга.

Коэффициент радиационного охрупчивания металла сварного шва КР блока №3 ЮУАЭС, полученный по средней линии регрессии, составляет $17,3^{\circ}\text{C}$. Коэффициент A_F , определенный с доверительной вероятностью 95 %, равен $20,1^{\circ}\text{C}$, что практически совпадает с нормативным значением для металла шва ($A_F = 20^{\circ}\text{C}$).

Таким образом, внедрение технологии реконструкции образцов-свидетелей в ИЯИ НАН Украины обеспечивает достоверные и представительные данные для обоснования срока безопасной эксплуатации корпуса реактора.

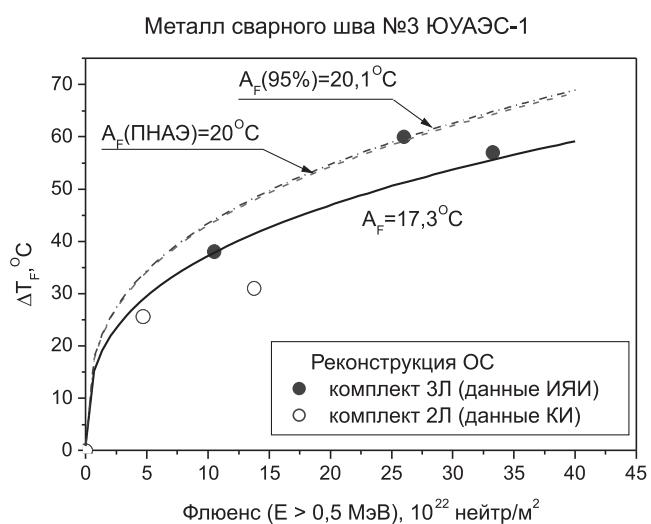
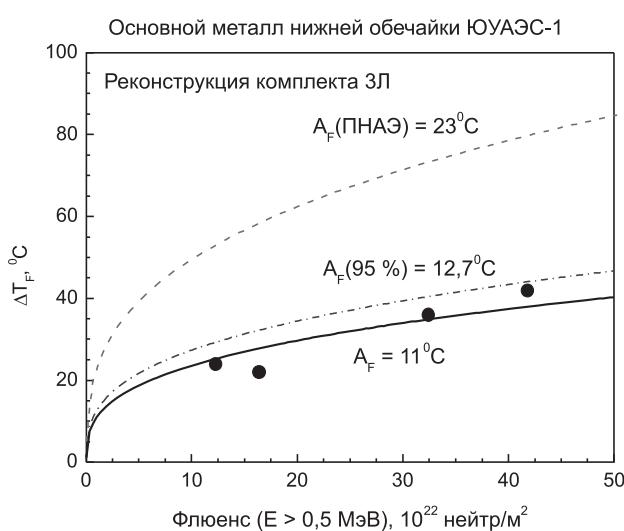


Рис. 6. Зависимость сдвига под облучением критической температуры хрупкости ΔT_F металла корпуса реактора ЮУАЭС-1 с применением реконструкции ОС

РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ КОМПЛЕКСНОЙ ПРОГРАММЫ ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ» ПО ПРОБЛЕМЕ ЭРОЗИИ-КОРРОЗИИ

Ловчев В.Н., Гуцев Д.Ф.,

ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Усанов А.И., Прокопенко А.С.

ОАО «ВНИИАЭС»

Томаров Г.В., Шипков А.А., Шепелев С.В.

ЗАО «Геотерм-ЭМ»

С целью предупреждения внезапных разрушений и повышения эксплуатационной эрозионно-коррозионной стойкости трубопроводов и оборудования блоков АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» разработана и с 2007 года реализуется комплексная программа по проблеме эрозии-коррозии, № АЭС ПРГ-550 К07 [1, 2].

Головной организацией по комплексной программе является ОАО «ВНИИАЭС», соисполнителями ЗАО «Геотерм-ЭМ» и ОАО «ЭНИЦ», пилотная станция – Калининская АЭС.

Основными задачами Комплексной программы являются:

1. Повышение эффективности и снижение избыточности эксплуатационного контроля металла трубопроводов и оборудования второго контура блоков АЭС путем оптимизации мест, периодичности и объемов толщинометрии
2. Выявление элементов группы риска интенсивного утонения трубопроводов и оборудования второго контура блоков АЭС
3. Ранжирование по эрозионно-коррозионной категорийности и остаточному ресурсу (до достижения

недопустимого утонения) элементов трубопроводов и оборудования АЭС

4. Разработка, верификация и аттестация расчетного кода РАМЭК для оценки и прогнозирования месторасположения и интенсивности локальной эрозии-коррозии металла в одно- и двухфазных потоках

5. Создание атласов картограмм линий трубопроводов и идентификационных карт элементов конденсатно-питательного и влажно-парового тракта блоков АЭС с ВВЭР-1000, ВВЭР-440, РБМК-1000 и БН-600

6. Корректировка типовых программ эксплуатационного контроля металла элементов трубопроводов и оборудования конденсатно-питательного и влажно-парового трактов блоков АЭС

7. Создание и внедрение программных комплексов поддержки персонала АЭС по проблеме эрозии-коррозии

В основе методологического подхода по решению задач Комплексной программы по проблеме эрозии-коррозии лежат результаты научных исследований физико-химических процессов и закономерностей отечественных и зарубежных специалистов, которые позволили определить критериально-параметрическую базу механизма общей и локальной эрозии-коррозии (рис. 1)

Ключевым звеном Комплексной программы является программный комплекс РАМЭК, используемый для определения интенсивности локальной эрозии-коррозии, оценки остаточного ресурса элементов трубопроводов и оборудования, работающих в одно- и двухфазных потоках.

Выполнение задач Комплексной программы позволяет уменьшить количество вынужденных остановов оборудования и простоев энергоблоков, снизить затраты на эксплуатационный контроль металла и ремонтно-предупредительные работы.

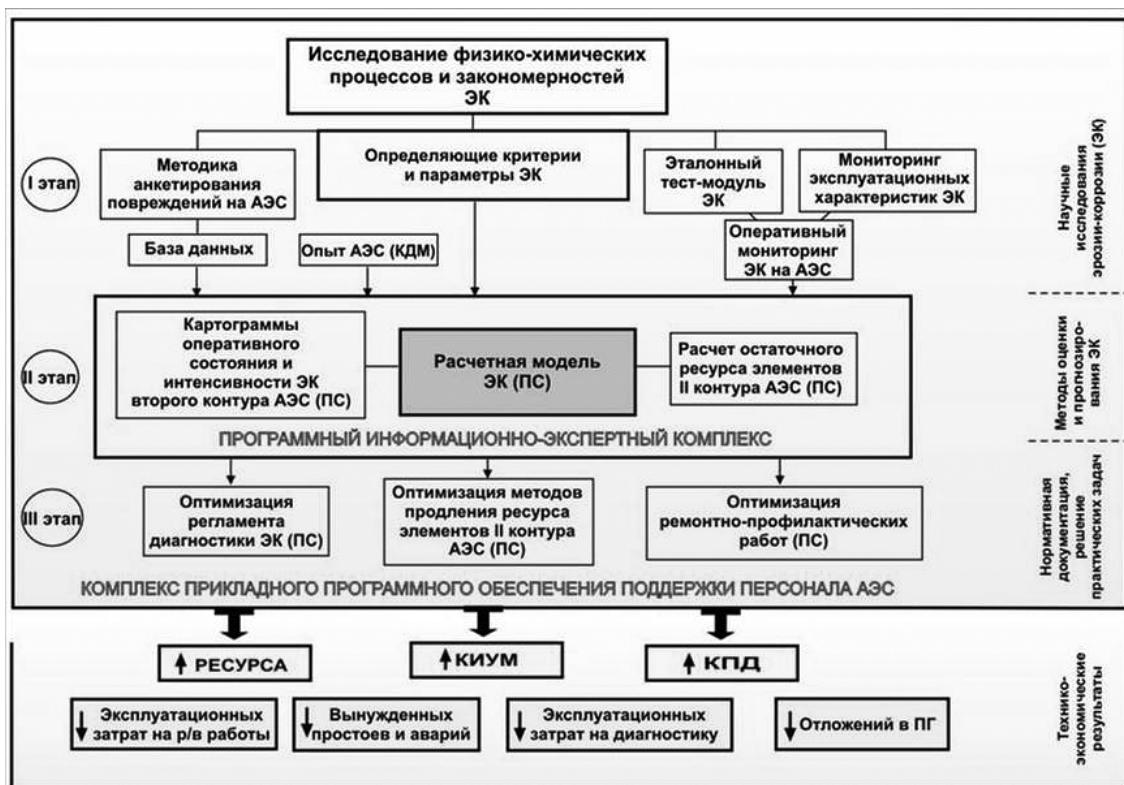


Рис. 1. Методологический подход к решению проблем ЭК на АЭС

В 2009 году был аттестован расчетный код РАМЭК-1, предназначенный для определения мест и интенсивности локальной эрозии-коррозии элементов трубопроводов и оборудования блоков ВВЭР-1000, работающих в однофазном водном потоке. При этом граничные условия использования РАМЭК-1 (см. таблицу 1) перекрывают фактические рабочие диапазоны режимных параметров трубопроводов и оборудования конденсатно-питательного тракта блоков АЭС с ВВЭР-440, РБМК-1000 и БН-600 (см. рис.2), что является основанием для расширения области применения РАМЭК-1.

Важным практическим преимуществом РАМЭК-1 является возможность выявления зоны наибольшей интенсивности локального утонения в элементах трубопроводов и оборудования блоков АЭС с учетом предвключенного участка.

Это становится реальным при наличии данных о конфигурации линий трубопроводов и геометрии проточной части элементов. Поэтому создание компьютерных трехмерных моделей проточной части трубопроводов и построение на их основе идентификационных карт является одной из важных работ, предшествующих проведению расчетных исследований по обоснованию периодичности и объемов эксплуатационного контроля.

На рис. 3 представлен пример идентификационной карты элементов трубопроводов V отбора турбоустановки блока № 2 Калининской АЭС. На карте нанесены идентификационные номера для каждого элемента

Таблица 1. Допустимые значения исходных параметров ПС РАМЭК-1

Параметр размерность	Диапазон значений
Хром, %	0,01+2,3
Медь, %	0,001+0,8
Молибден, %	0,001+0,35
углерод %	Соответствует созданию перлитной структуры
Температура, °C	50+265
Давление, МПа	0,7+9,7
Типы элементов трубопроводе в и оборудования	Линейный участок, гиб, тройник, переходник
Типы предвключенных участков	Линейный, запорно-регулирующая арматура, дросселирующее устройство, тройник, гиб, вход из большого объема
Внутренний диаметр трубы, мм	8+800
Среднерасходная скорость потока, рл/с	0,5+15
Расход воды, т/ч	10+3500
Концентрация кислорода, мкг/кг	4+200
	5,6+9,8

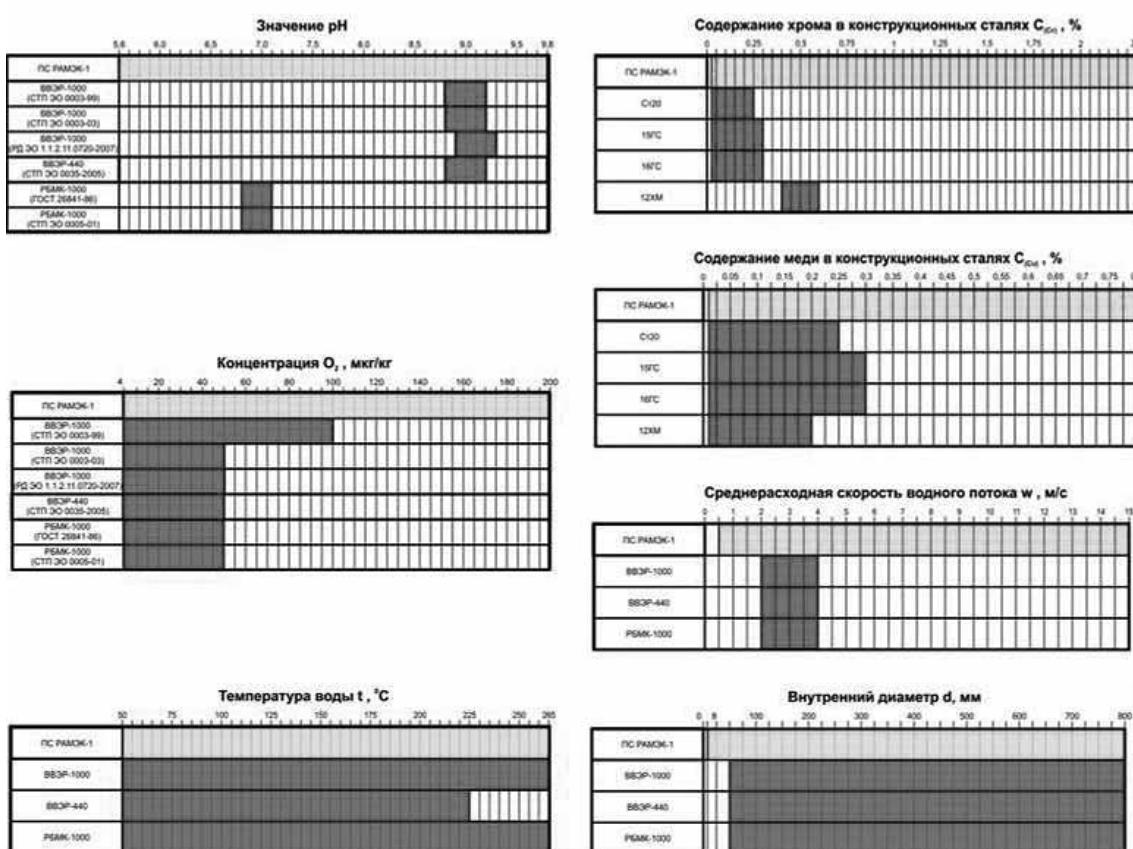
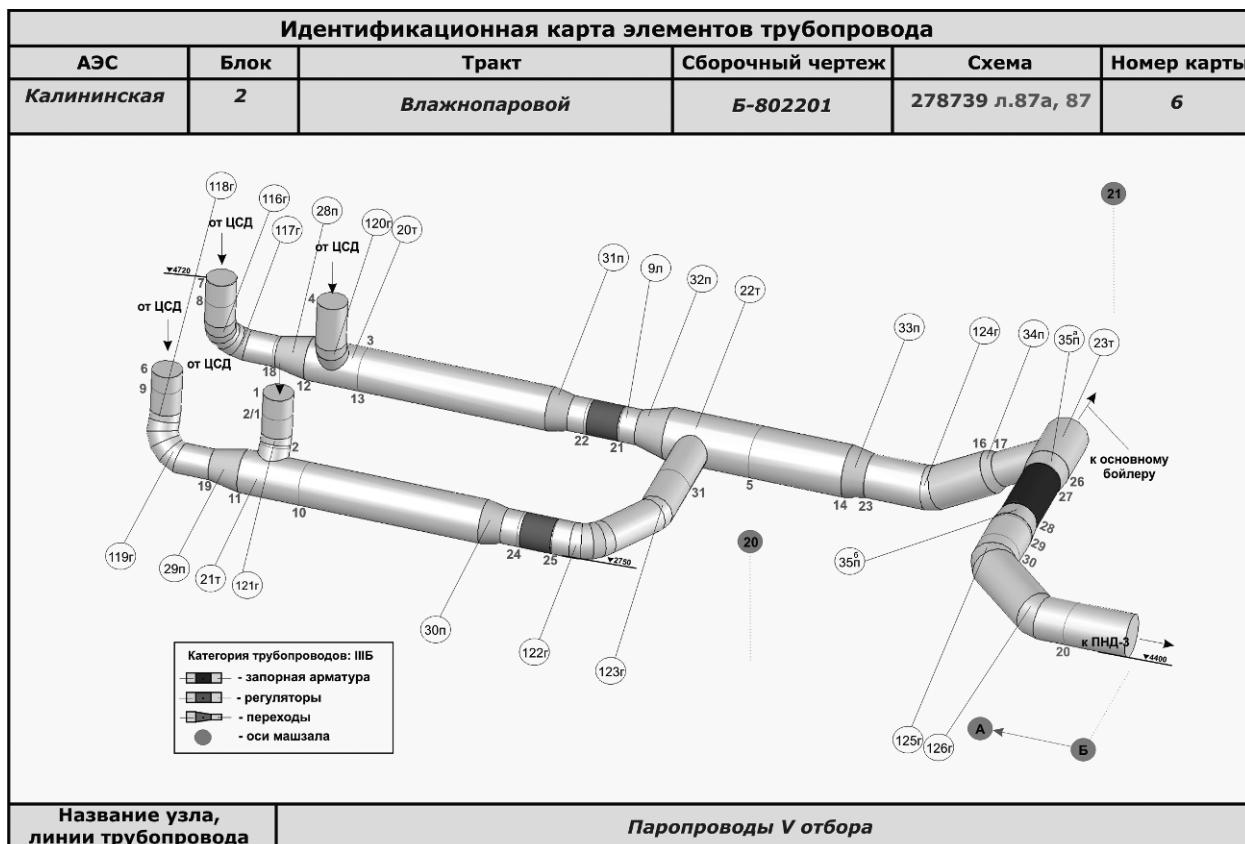


Рис. 2. Диапазоны значений исходных параметров ПС РАМЭК-1 (красный цвет) и соответствующие диапазоны рабочих параметров эксплуатации трубопроводов и оборудования, работающего в однофазном водном потоке (голубой цвет) конденсатно-питательного тракта отечественных блоков АЭС



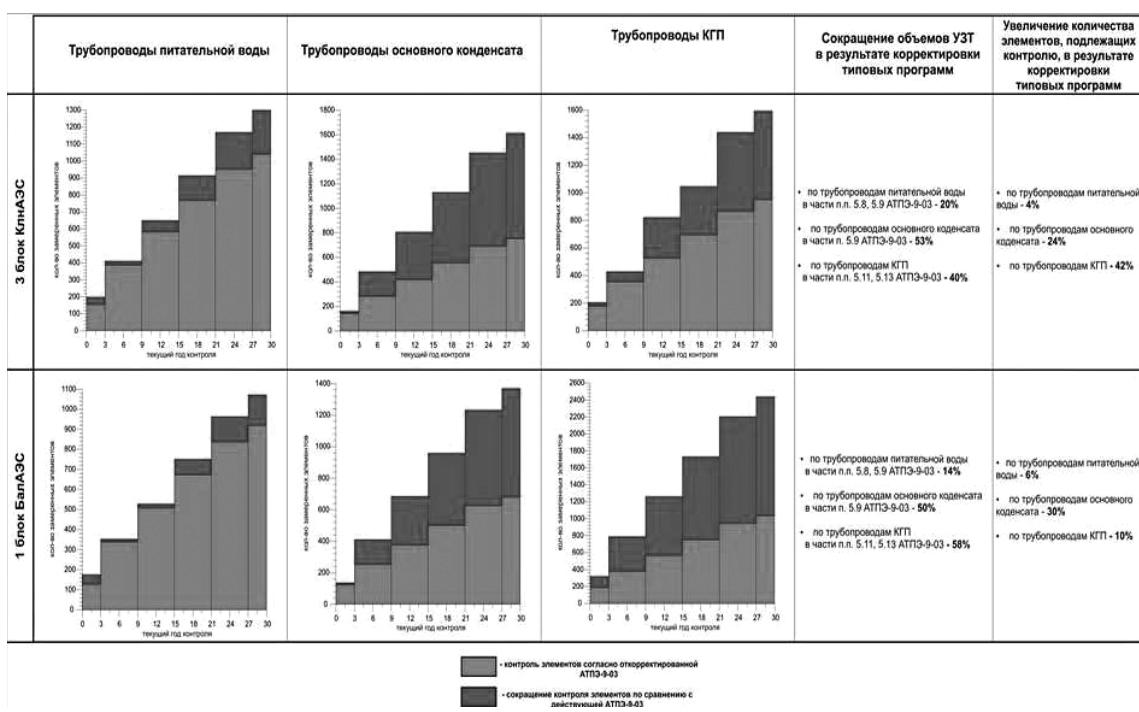


Рис. 4. Сокращение объемов эксплуатационного контроля на блоке № 2 КлиАЭС и блоке № 1 БалАЭС в результате внедрения корректировки типовых программ АТПЭ-9-03 в части трубопроводов питательной воды, основного конденсата и конденсата греющего пара

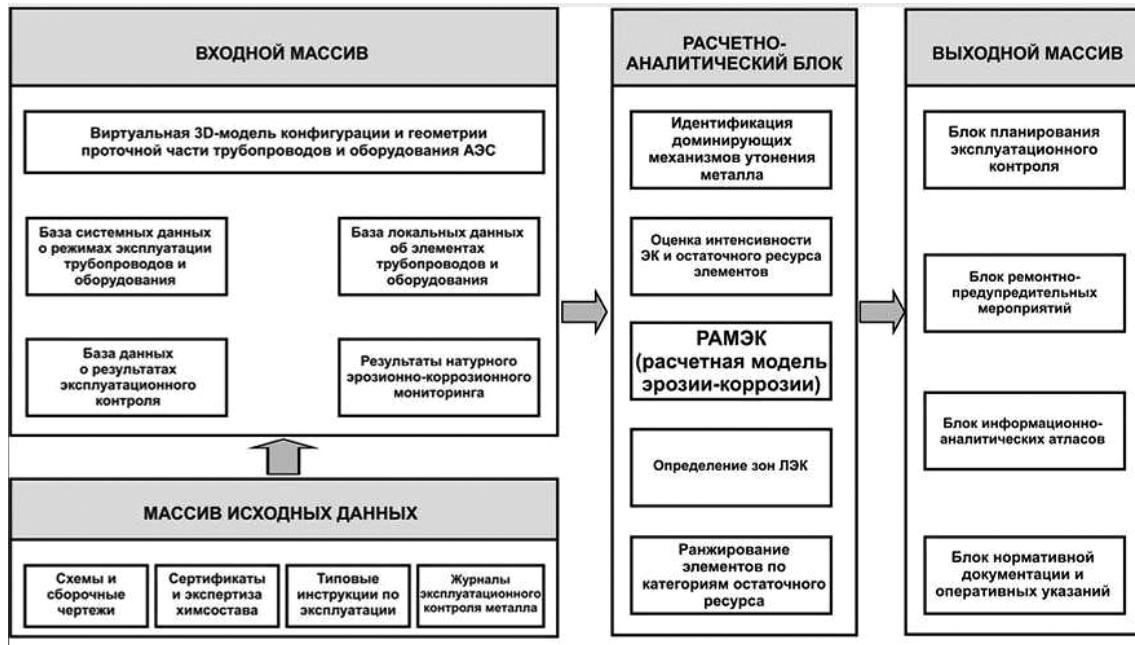


Рис. 5. Основные составляющие программного комплекса поддержки персонала (ПКПП) АЭС по оптимизации мероприятий эксплуатационного контроля металла и ремонта элементов, подверженных эрозии-коррозии

Программный комплекс поддержки персонала АЭС по проблеме эрозии-коррозии внедрен на блоке № 2 Клинской АЭС. Аналогичные комплексы готовятся для персонала Балаковской АЭС, Нововоронежской АЭС и других станций.

В течение ближайших двух лет ожидается завершение работ по корректировке рабочих программ эксплуатационного контроля и внедрения программных комплексов поддержки персонала на блоках АЭС с ВВЭР-440, РБМК-1000 и БН-600.

Список литературы

1. Ловчев В. Н., Гуцев Д. Ф., Томаров Г. В., Шипков А. А. Совершенствование и оптимизация контроля эрозионно-коррозионного износа оборудования и трубопроводов АЭС // ТехноЭнергетика, № 2, 2009. стр. 40-47

2. Ловчев В. Н., Гуцев Д. Ф., Томаров Г. В., Шипков А. А. Результаты внедрения мероприятий Комплексной программы по предупреждению разрушений и повышению эксплуатационной эрозионно-коррозионной стойкости трубопроводов и оборудования АЭС // Седьмая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», Москва 26-27 мая 2010 г. стр. 209.

3. Томаров Г.В., Усанов А.И., Зеленин А.В., Гилев В.А. и другие. Оперативное управление контролем эрозионно-коррозионного состояния элементов конденсатно-питательного тракта АЭС// ТехноЭнергетика, №1, 2009. стр. 45-54

ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

Аксенов В.И.
ОАО «Атомэнергоремонт»

Интенсификация труда, повышение качества оказываемых услуг, увеличение производительности труда при выполнении технического обслуживания и ремонта оборудования атомных станций ОАО «Концерн Росэнергоатом» невозможны без внедрения в производстве новых технологий и нового оборудования.

ОАО «Атомэнергоремонт», находясь на передовом участке по оказанию услуг по ремонту и модернизации оборудования АЭС, успешно осваивает передовые технологии и оборудование.

Технология газопламенного напыления внутренних поверхностей цилиндров высокого давления

В период ППР-2007 года на турбоагрегате №3 Кольской АЭС впервые были выполнены работы по нанесению защитного эрозионностойкого покрытия на внутреннюю поверхность выхлопной части верхней половины корпуса цилиндра высокого давления. Общая площадь напыления составила 10 квадратных метров.

Работы проводились методом газопламенного напыления шнуровыми порошковыми материалами на основе сплавов металлов производства ООО «СП Технокорд» (г. Люберцы).

В период ППР-2008 года на турбоагрегате №5 Кольской АЭС выполнены работы по нанесению защитного покрытия на всю внутреннюю поверхность корпуса цилиндра высокого давления. Общая площадь напыления составила 42 квадратных метров.

В период ППР-2009 года аналогичные работы выполнялись на других турбоагрегатах Кольской АЭС. Общая площадь напыления составила 42 квадратных метров.

В период ППР-2010 года работы по нанесению защитного покрытия будут выполнены на турбоагрегате №1 Кольской АЭС. К сожалению, эта технология до сих пор не востребована на других АЭС.

Манипулятор АСК-183 для вихревого контроля теплообменных трубок парогенератора ПГВ-1000

Универсальный манипулятор АСК 183.00, изготовленный опытно-конструкторским бюро «Атомспецконтроль» (г. Заречный), обладает по сравнению с существующими моделями следующими достоинствами:

- проведение контроля теплообменных трубок приборами систем вихревого контроля МИЗ-70, Н-210 по действующим методикам ВТК ТП-1000 и МВТК-ЭК-2000-01 с применением зондов типа КС «ПОЛИТЕСТ»;
- проведение контроля перемычек приборами системы вихревого контроля «КОМВИС» с применением преобразователя ПНВ-2 парогенераторов ПГВ-1000;
- проведение продувки теплообменных трубок сжатым воздухом перед контролем для уменьшения трудозатрат на подготовку и проведение контроля;
- защита главного циркуляционного трубопровода от попадания посторонних предметов;
- защита фланцевого разъема коллектора от механических повреждений;
- модульная конструкция манипулятора и малый вес позволяет производить его установку и проведение настройки на фланце коллектора без применения грузоподъемных механизмов центрального зала АЭС.

Уникальные ремонтные технологии

С помощью станка, разработанного и изготовленного специалистами инженерно-технического центра ОАО «Атомэнергоремонт», впервые выполнена пропочка соплового аппарата турбины К-220 на энергоблоке №1 Кольской АЭС. Ранее станок использовался для восстановления геометрии проточной части турбины. Результатом выполнения этой работы явилось увеличение мощности турбоагрегата на 6 МВт.

Специалистами центра по отработке новых ремонтных технологий «Нововоронежатомэнергоремонт» — филиала ОАО «Атомэнергоремонт» разработана технология и сконструирован станок для заварки никромовой рубашки ГЦН-310. Данная технология позволяет сократить время ремонта главного циркуляционного насоса, повысить качество ремонта, выполнять ремонт непосредственно на площадке с хорошим качеством.

Новые ремонтные технологии

В рамках программы по модернизации турбоагрегатов и с целью продления межремонтного периода специалистами инженерно-технического центра ОАО «Атомэнергоремонт» разработана установка по автоматизированной наплавке выхлопных патрубков турбины. Установка исключает человеческий фактор при выполнении работы, существенно улучшает условия труда и качество наплавки.



Рис. 1. Манипулятор ACK-1831

На Ростовской АЭС прошла опробование и отрабатывается технология по установке для замера положения вала турбины по масляной расточке. Данная установка позволяет провести проверку центровки линии вала турбины с большей точностью, чем существующий способ ручного замера с помощью индикатора, что актуально при диаметрах вала более 750 мм.

Система для контроля положения оси ротора в корпусной расточке.

В связи с сокращением сроков ППР на турбоагрегате К-1000, выполняются работы по проверке и корректи-



Рис. 2. Манипулятор ACK-1832

ровке центровок по полумуфтам роторов только ротора того цилиндра, который вскрывается.

Анализ состояния остальных центровок производится по замерам положения оси ротора в корпусной (масляной) расточке ротора, замер которой вручную при диаметре вала РНД 900мм имеет погрешность. При ремонте баббитового слоя подшипников или при его износе положение ротора также определяется по замерам корпусных (масляных) расточек роторов.

Для гарантированного и объективного замера целесообразно производить замер положения оси ротора



Рис. 3. Установка для автоматизированной наплавки выхлопных патрубков турбины

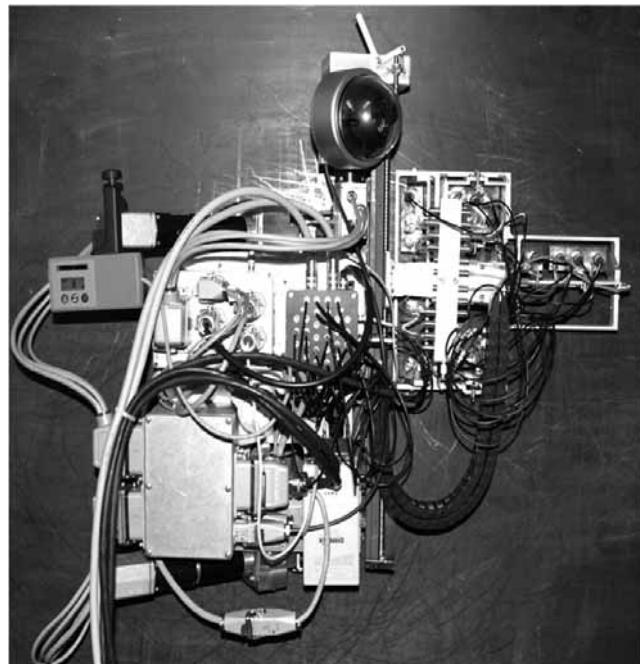


Рис. 4. Автоматизированный комплекс по контролю металла корпуса реактора ВВЭР-1000

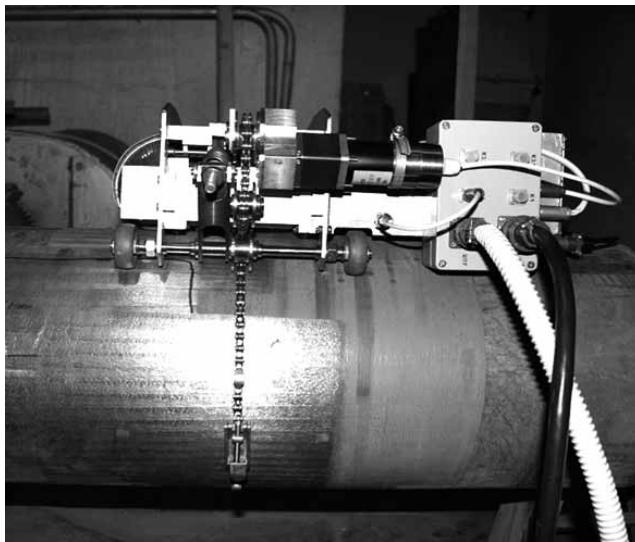


Рис. 5. Устройство для дистанционной зачистки трубопроводов

в корпусной (масляной) расточке ротора при помощи технических средств, с последующей обработкой замера на компьютере.

В настоящее время аналоги данного прибора отсутствуют, так как диаметры вала РНД на иных турбинах не превышают 500мм, что позволяет выполнять аналогичный замер с требуемой точностью вручную. Точность этой системы 0,005 мм (в нижней точке вала).

Специалистами инженерно-технического центра ОАО «Атомэнергоремонт» разработана и проходит аттестацию технология автоматической сварки при замене змеевиков подогревателя высокого давления.

Для замены змеевика предложено к применению 3 различные сварочные головки:

- для вварки патрубка в коллектор – пистолетного типа;
- для приварки колена к спирали – открытого типа;
- для сварки патрубка и колена – закрытого типа.

Применение данной технологии позволит:

- избежать ручной сварки и тем самым повысить качество работы;
- сократить время выполнения работы, особенно при выполнении массовой замены змеевиков;

- не требует участия в работе высококвалифицированных сварщиков.

Разработка и изготовление автоматизированных комплексов и установок

Опытно-конструкторским бюро «Атомспецконтроль» (г.Заречный) по заявкам филиалов ОАО «Атомэнергоремонт» и атомных станций разрабатывает и изготавливает автоматизированные комплексы, установки и устройства. Данные установки предназначены для выполнения работ дистанционно с целью снижения влияния на человека вредных и опасных факторов и в первую очередь ионизирующего излучения.

К этим установкам относятся:

- автоматизированный комплекс по контролю металла корпуса реактора ВВЭР-1000;
- устройство для дистанционной зачистки трубопроводов;
- установка для ремонта облицовки бассейна выдержки;
- устройство по механической срезке уса мембранных уплотнения корпуса подогревателя высокого давления.

Дальнейшие задачи по освоению новых технологий и разработке новых устройств.

1. Расширение областей применения плазменного напыления внутренних поверхностей корпусного оборудования АЭС;

2. Дальнейшее внедрение и освоение автоматической сварки и наплавки.

3. Разработка и внедрение новейших автоматизированных комплексов и установок.

4. Разработка и освоение новейших ремонтных технологий.

5. Освоение лазерной центровки валопроводов турбоагрегатов и механизмов.

6. Освоение и внедрение новых приборов и систем вибродиагностики.

Это далеко не полный перечень новых технологий и установок для выполнения ТОиР оборудования АЭС. Здесь приведены самые известные.

К новым технологиям в ремонте можно отнести и внедрение производственной системы «Росатома». ОАО «Атомэнергоремонт» в полной мере включился в этот процесс.

Секция 1. Эксплуатация АЭС

Совершенствование электротехнического оборудования, систем контроля и управления

МОДЕРНИЗАЦИЯ САРЗ ТУРБИН ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭНЕРГОБЛОКОВ. ПОДХОДЫ И РЕШЕНИЯ

**Федосовский М.Е., Алексанин С.А., Дунаев В.И.,
Григорьев Г.А., Кушбасов А.Н.
ЗАО «Диаконт»**

В цикле производства энергии на АЭС турбина является одним из самых важных и сложных изделий. При разработке систем, управляющих и регулирующих работу турбины и турбогенератора как единого агрегата, необходимо в комплексе учитывать процессы, являющиеся предметом исследования различных областей фундаментальной и прикладной физики: газодинамики, электродинамики, гидравлики, прочности, автоматизации и регулирования. Управление турбинами, в особенности в составе дубль-блока, с учетом взаимного их влияния и согласование с режимами реакторной установки по сложности и разнообразию режимов не имеет аналогов в оборудовании АЭС.

На АЭС с реакторами типа РБМК турбина вращается паром от первого контура и кроме основной функции преобразования тепловой энергии в энергию вращения турбогенератора обеспечивает условия безопасной работы энергоблока в нормальных эксплуатационных, переходных и аварийных режимах путем поддержания баланса паропроизводительности реактора и заданного давления в барабан-сепараторе (БС). Последнее очень важно для обеспечения устойчивого теплосъема в активной зоне реактора.

Управление турбиной осуществляется системой автоматического регулирования, которая реализует следующие основные функции:

- Пуск и разворот турбины;
- Поддержание частоты вращения;
- Нагружение, разгружение турбины;
- Поддержание мощности;
- Поддержание давления в БС.
- Ограничение наброса мощности при резком снижении частоты в энергосистеме.

Для АЭС, эксплуатируемых в настоящее время в ОАО «Концерн Росэнергоатом», турбины совместно с системами регулирования разрабатывались и изготавливались на ЛМЗ (Россия) и ХТЗ (Украина) в конце 60-х начале 70-х годов прошлого века.

Наиболее передовыми на то время являлись гидравлические системы регулирования (ГСР), которые обеспечивали достаточно эффективное и безопасное управление турбинами в соответствии с требованиями того времени. Именно такими системами оснащались все турбины АЭС.

В течение 20 лет накапливался и анализировался опыт эксплуатации турбин с ГСР, одновременно за рубежом и в СССР проводились работы по совершенствованию систем регулирования турбин. В начале 80-х годов сначала для Нововоронежской АЭС, а затем для Южно-Украинской АЭС были поставлены турбины с новыми электрогидравлическими системами регулирования и проведены работы по внедрению новых принципов построения систем регулирования турбин с применением электрогидравлических преобразователей (ЭГП).

Для увеличения надежности были применены системы регулирования, сочетающие электрогидравлическую систему регулирования (ЭГСР) и традиционный гидравлический регулятор скорости (РС), допускающие работу турбины как на ЭГСР, так и в качестве резервного, с ограниченным временем работы, на ГСР. По мере освоения ЭГСР модернизировалась в направлении увеличения надежности и совершенствования алгоритмов электронной части.

Внедрение новых систем проходило длительное время по причине выявления и устранения дефектов и проектных недоработок. После нескольких лет отладки алгоритмов и аппаратной части ЭГСР, решения проблем приводивших к остановкам энергоблоков с реакторами типа ВВЭР, было принято решение и начаты разработки ЭГСР турбин на энергоблоках с реакторами типа РБМК. На строящейся Игналинской АЭС в 1982 году впервые на АЭС с РБМК начато внедрение ЭГСР с использованием ЭГП.

К работе по внедрению ЭГСР на Игналинской АЭС были привлечены несколько головных предприятий – ОАО «Турбоатом» (производитель турбин), ХГПО «Монолит» (производитель электрической части систем регулирования) и ОАО «НИКИЭТ» (разработчик РБМК). Внедрение и отладка ЭГСР проходили в течение 6 месяцев на неработающем блоке.

Внедрение ЭГСР позволило решить ряд важных проблем безопасной эксплуатации турбин и энергоблока в целом, а именно:

- повысить динамическую устойчивость энергоблока за счет увеличения быстродействия систем автоматического регулирования и реализации новых алгоритмов поддержания давления в барабан-сепараторе (БС);
- уменьшить нечувствительность по частоте вращения с 0,3% до 0,06%;
- увеличить ресурс турбины и точность поддержания параметров регулирования путем исключения автоколебаний элементов систем, прежде всего, регулирующих клапанов (введение электрических обратных связей по положению сервомоторов и частоте вращения);

- автоматизировать работу турбины в переходных режимах (разворот, нагружение, разгружение и т.д.) с учетом теплового и механического состояния оборудования, параметров пара и т.д.

В то же время для ЭГСР с ЭГП сохранился ключевой недостаток ГСР – зависимость от качества масла, иначе говоря – уязвимость работы золотниковых элементов с малыми перестановочными усилиями от попадания механических частиц, которые всегда присутствуют в масле, при этом оно может иметь по результатам контрольного отбора безукоризненные показатели.

Результаты внедрения ЭГСР признаны положительными, но из-за ухудшения экономической ситуации в стране в 90-е годы запланированные широкомасштабные внедрения на турбинах ЭГСР на АЭС не состоялись.

Следующим шагом в развитии систем регулирования турбин стало создание в 2000-е годы ЭГСР с использованием электромеханических преобразователей (ЭМП). Применение ЭМП позволило ликвидировать промежуточный гидроусилитель, жестко соединив штоки ЭМП и отсечного золотника превратив их в единую звено контура регулирования, что обеспечило:

- дальнейшее снижение нечувствительности по скорости вращения;
- уменьшение объема работ по настройке гидравлической части;
- повышение местной устойчивости регулирования, уменьшение колебаний отсечных золотников и сервомоторов и, как следствие - снижение пульсаций потока пара, повышение ресурса органов парораспределения, проточной части;
- снижения крутильных колебаний ротора и уменьшение циклических воздействие на ротор и лопатки турбины.

Последние достижения в мировой технике, развитое применение ЭМП в тепловой энергетике на современных турбинах, а также положительный опыт применения ЭМП в системах регулирования турбин для атомных ледоколов создали предпосылки для применения ЭГСР с ЭМП на АЭС.

На Смоленской АЭС в рамках pilotного проекта внедрения ЭГСР с ЭМП был заключен договор с компанией ЗАО «Диаконт» (СПб), имеющей значительный опыт создания систем управления важных для безопасности АЭС, собственную развитую производственную базу и все необходимые лицензии. По договорам субподряда были привлечены ОАО «Турбоатом» в части модернизации гидравлической части и участия в разработке алгоритмов управления и регулирования, и ОАО «НИКИЭТ» в части модернизации и отладки алгоритма регулирования давления в БС.

Разработчику нового типа ЭГСР были поставлена задача: учесть недостатки, присущие ЭГСР предыдущих разработок, и предложить новую систему, обеспечивающую повышение безопасности, надежности и качества и согласованной работы реакторной и турбинной установки.

Для выполнения поставленных задач разработки вились по следующим направлениям деятельности:

- по безопасности:** повышение динамической устойчивости энергоблока в переходных режимах при управляемом снижении мощности реактора, нагружении и разгружении турбины, обеспечиваемой быстродействующим регулятором давления в БС, а также при ограничении наброса мощности в режимах резкого снижения частоты в энергосистеме;
- по надежности:** резервирование электрической части контуров управления и регулирования до исполнительных механизмов включительно.
- по качеству:** повышение быстродействия, устойчивости, точности поддержания положения регулирующих клапанов, давления пара в барабане сепараторе.
- по повышению выработки:**
 - повышение среднего значения давления пара в БС в диапазоне безопасного его значения путем повышения качества (точности) регулирования без изменения верхнего порога и, как следствие – повышение давления перед турбиной;
 - сокращение времени, затрачиваемого на предпусковые процедуры.
- по улучшению эксплуатационных характеристик системы регулирования и защиты с принятием мер:**
 - по автоматизации режимов управления турбиной;
 - по информационному обеспечению оператора и эксплуатирующего персонала (развитый мониторинг и диагностика);

При разработке и внедрении ЭГСР с использованием ЭГП были реализованы следующие решения:

- реализация алгоритма «упреждающего» поддержания давления в БС с учетом скорости изменения давления, что повышает быстродействие регулятора, динамическую устойчивость энергоблока и позволяет поддерживать давление в БС с точностью 0,01 кгс/см² во всех режимах работы блока;
- включение второй турбины в процесс поддержания давления в БС в парном режиме;
- реализация новой функции стабилизации ОЗ, которая обеспечивает позиционирование ОЗ в положение «0» и автоматическую коррекцию «0» при изменении текущих условий работы контура ОЗ-ГСМ-РК, в результате чего минимизируются колебания (пульсация) органов парораспределения в установленном режиме, что явилось ключевым решением, позволившим существенно повысить точность позиционирования регулирующих клапанов;
- силовые характеристики ЭМП позволяют позиционировать отсечной золотник не только с высокой скоростью и точностью, но и в случае возникновения сопротивления – развить большое усилие (свыше 300 кг), что решило проблему отказов САРЗ от попадания в золотниковые устройства механических частиц.
- создание двухканального ЭМП с резервированием электродвигателей и датчиков положения ОЗ, позволяющего за счет увеличения глубины резервирования повысить надежность системы и обеспечить устойчивость к единичному отказу;
- горячее резервирование контуров регулирования с учетом ранжирования неисправностей (приоритета неисправности);
- применение оптической линии связи с быстродействующим протоколом обмена, что исключило также влияние электромагнитных помех и повысило надежность системы.

Модернизированная система регулирования была создана в сжатые сроки по сравнению с аналогичными разработками – менее 1,5 лет от этапа заключения договора.

САРЗ прошла весь комплекс поэтапных испытаний, включая испытания САРЗ с имитатором гидравлической системы регулирования турбины на стенде ОАО «Турбоатом» и приемочные испытания САРЗ с

программно-техническим имитатором объекта управления и регулирования на стенде ЗАО «Диаконт». Математическая модель объекта включала в себя также модель реакторной установки, предоставленной НИКИЭТ.

Большое внимание в процессе приемочных испытаний уделялось испытаниям на электромагнитную совместимость и устойчивость к внешним механическим и климатическим воздействиям (вибрация, удар, температурные режимы и т.д.), заданным в техническом задании.

На каждом из этапов испытаний получены положительные результаты.

Результаты внедрения ЭГСР с ЭМП

Повышение безопасности и надежности

В результате реализации усовершенствованных алгоритмов поддержания давления в БС и внедрения ЭМП была обеспечена возможность устойчивого поддержания давления в БС с точностью до 0,01 кгс/см² как в нормальных режимах эксплуатации, так и в аварийных режимах работы энергоблока, при аналогичных показателях регуляторов давления эксплуатируемых на АЭС с РБМК ГСР - 0,6 кгс/см², что позволило существенно повысить динамическую устойчивость энергоблока.

Внедрение троированного электронного автомата безопасности (ЭАБ) обеспечило повышение надежности противоразгонной защиты и безопасность турбоагрегата в режимах разворота, холостого хода, на мощности и в режимах сброса нагрузки, включая отключение генератора от сети. Кроме того, ЭАБ позволяет проводить испытания противоразгонной защиты без реального превышения частоты вращения ротора турбины, что не только увеличивает безопасность и надежность, но и увеличивает ресурс турбоагрегата.

Дополнительное повышение безопасности достигается за счет резервирования функций защиты системой регулирования, с помощью формирования форсированного сигнала на закрытие регулирующих клапанов при отключении генератора от сети.

Повышение выработки электроэнергии

1. Повышение выработки электроэнергии за счет увеличения точности поддержания давления в БС

По результатам анализа эксплуатационных параметров повышение быстродействия регулятора давления в БС и уменьшение зоны нечувствительности по регулируемому параметру до 0,1 кгс/см² позволило повысить среднее значение давления поддерживаемого в БС на 0,3 кгс/см² без изменения верхнего порога давления за счет повышения точности и снижения амплитуды колебаний давления в БС. При полностью открытых регулирующих клапанах это дает увеличение давления пара перед СРК примерно на такую же величину. При проектной тепловой мощности по предварительным расчетам, выполненным ЦНИО Смоленской АЭС, среднегодовой прирост мощности оценивается в 1,8 МВт.

2. Повышение выработки электроэнергии за счет сокращения времени, затрачиваемого на предпусковые процедуры

- Уменьшение времени затрачиваемого на разворот: автоматизация процессов пуска и разворота турбины позволила уменьшить время, затрачиваемое на разворот по сравнению ГСР от 10 до 20 минут (см. рис. 2).

- Уменьшение времени затрачиваемого на испытания МАБ: введение электронного автомата безопасности позволило сократить время, затрачиваемое на процедуры по испытанию механического автомата безопасности на 20–30 минут.
- Уменьшение времени затрачиваемого на снятие статических и динамических характеристик: модернизированная САРЗ позволяет автоматизировать процедуры проверки и контроля статических и динамических характеристик САРЗ с их построением и представлением специалистам АЭС в наглядном виде. В среднем это позволяет сократить время на 5–6 часов по сравнению с ГСР.

Общая экономия времени на пусковые операции и процедуры составляет около 6 часов в год, что оценивается в дополнительных 3000 МВт/час в год.

Улучшение пусковых и маневренных характеристик турбины

Реализованные алгоритмы автоматизированного пуска, разворота, нагружения и разгрузки турбины, улучшают пусковые, оптимизируют маневренные характеристики турбины и приводят к сокращению на 35% времени, затрачиваемого на ее разворот, исключая при этом ошибки оператора.

В случае привлечения энергоблоков АЭС к регулированию суточной неравномерности нагрузок в энергосистеме обеспечиваются условия автоматизированной разгрузки и нагрузки турбин совместно с реактором с заданной скоростью.

Автоматизация процессов управления, реализуемая с ЭГСР в разумном с точки зрения безопасности и надежности объеме, позволяет разворачивать турбину в соответствии с графиком разворота, учитывающим тепловое состояния турбины, а также необходимость ускоренного прохождения критических (резонансных) частот, что положительно сказывается на ресурсе лопаток и турбины в целом.

Улучшение эксплуатационных характеристик

- Увеличение ресурса и ремонтопригодности системы регулирования и турбины в целом за счет дублирования каналов управления, повышения устойчивости и исключения автоколебаний регулирующих клапанов;
- Сокращение объема гидравлического оборудования и времени, затрачиваемого на его техническое обслуживание и ремонт;
- Снижение нечувствительности поддержания частоты вращения ротора, положения главного сервомотора, мощности и давления;
- Увеличение степени автоматизации:
 - Автоматическое поддержание положения РК, частоты вращения ТГ, вырабатываемой мощности или давления в БС в зависимости от заданного режима регулирования;
 - Поддержание частоты вращения с точностью $\pm 1 \text{ об/мин}$;
 - Автоматическое поддержание и ограничение скорости нагружения ТГ;
 - Автоматическое ограничение набора мощности турбины при резком снижении частоты в энергосистеме.
 - Автоматизация процесса разгона ТГ для испытания автомата безопасности, делает процесс разгона более плавным и исключает ошибки персонала,

- ограничивает предельные значения как заданной, так и фактической частоты при опробовании;
- Непосредственное автоматическое поддержание и ограничение скорости нагружения ТГ, ограничение мощности (при необходимости)
 - Современный уровень мониторинга и диагностики, обеспечивающий оперативный контроль и планирование мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту;
 - Внедрение средств регистрации, архивирования и хранения информации о техническом состоянии, текущих значениях рабочих параметров турбины, их изменения в переходных режимах, действиях персонала в ходе эксплуатации. Эти средства дают возможность записи параметров и сигналов в аварийных режимах с дискретностью от 10 мс до 100мс.
 - Внедрение ЭГСР создаёт условия для участия энергоблоков АЭС в первичном регулировании частоты в энергосистеме.

Введение дополнительной функции стабилизации ОЗ

Опыт эксплуатации паровых турбин показал, что в зависимости от многих факторов, в том числе неоднозначных (отклонения от точности изготовления, температура, завоздушенность, давление масла, износ трущихся деталей, паровые усилия и т.д.) нулевое положение ОЗ (зона стабилизации регулирующих органов) плавает, что приводит к пульсациям сервомотора и органов парораспределения.

Реализация в модернизированной САРЗ нового метода регулирования с автоподстройкой нулевого положения ОЗ под изменяющиеся условия работы позволило минимизировать амплитуду колебаний (пульсаций) органов парораспределения (главных сервомоторов и РК) с ± 5 мм до $\pm 0,2...0,4$ мм.

Данное решение позволило повысить качество регулирования основных параметров и увеличить ресурс

турбоагрегата. Также введение стабилизации сделало вне-дрёйную систему инвариантной к любому состоянию гидравлических исполнительных устройств, что позволяет обеспечить устойчивость сервомоторов на других блоках и на других типах турбин без дополнительного рассмотрения реальных силовых характеристик сервомоторов.

Возможность участия в первичном регулировании частоты в энергосистеме

Турбоагрегаты с модернизированной САРЗ находятся в стадии готовности к их участию в первичном регулировании частоты благодаря уменьшению нечувствительности до 0,04% номинальной частоты, линеаризации статической характеристики с отклонением местной неравномерности от среднего значения не более чем на $\pm 10\%$, возможности установления величины неравномерности.

Заключение

Достигнутые показатели надежности нового поколения ЭГСР с ЭМП позволяют прогнозировать общее повышение уровня безопасности эксплуатации турбин и энергоблоков, а также повышение КИУМ и снижение сроков ремонта ЭГСР в период ППР, по сравнению с эксплуатируемыми ГСР.

Созданная ЭГСР с ЭМП позволяет повысить уровень обеспечения технического обслуживания оборудования АЭС, включая автоматизируемые объекты, снизить субъективный фактор в оценке технического состояния и действий оперативного и эксплуатирующего персонала в процессе всего периода непрерывной работы объекта.

Результаты проектных работ, ПНР и опытной эксплуатации позволяют повысить качество и научно-технический уровень отечественных разработок, обеспечить их соответствие мировому уровню. Накопленный опыт целесообразно использовать для других АЭС.

Секция 1. Эксплуатация АЭС

Пожарная безопасность АЭС

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ АЭС. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИХ РАЗРЕШЕНИЮ

Орлов К.Н., Урусов В.В.

ОАО «Атомэнергопроект», г. Москва

В настоящем докладе рассматриваются проблемные вопросы проектирования противопожарной защиты (ППЗ) АЭС обусловленных нормативно-правовым регулированием.

Первый круг вопросов связан с Федеральным законом №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (ТРоТПБ).

Требования ФЗ №123 направлены на применение при проектировании гибкого нормирования. Но в настоящее время наверно ни одна проектная организация не способна взять на себя ответственность (да и дополнительные расходы) доказывать методами расчета и экспериментов принимаемые проектные решения. Для этого нет апробированных, доступных для проектировщиков верифицированных методик расчетов. Проводить эксперименты самостоятельно - такой возможности у проектных организаций нет. Необходимо поручать их специализированным организациям. А это в настоящее время очень дорогое мероприятие к тому же результат экспериментов может быть отрицательным. Законодатель и разработчик нормативных документов переложил эту проблему на пользователей. Можно ли представить ранее введение в действие ГОСТов, СНиП и других нормативных документов, в которых заложены требования к выполнению тех или иных расчетов без ссылок на существующие методики? Сейчас это стало обыденным явлением. Так, например, ФЗ №123 требует выполнение расчетов пожарных рисков. Для АЭС разработка такой методики по сообщению сделанного на этой конференции представителем ВНИИПО планируется только через 2 года.

Декларативное проектирование на основе нормативных документов добровольного применения, которое разрешает ФЗ №123, также невозможно в чистом виде по следующим причинам. ФЗ №123 в качестве нормативных документов добровольного применения предусматривает только своды правил и национальные стандарты (ГОСТы). Перечень этих документов ограничен и не охватывает в полном объеме все аспекты противопожарной защиты. Из практики проектирования этим законом изъяты так необходимые СНиПы, Рекомендации по различным вопросам обеспечения пожарной безопасности, Методические указания, Ведомственные нормы и правила и др.

В связи с изложенным, остается и ещё долго будет сохраняться симбиоз применения декларированных нормативных требований и каких-то отдельных расчетных обоснований. Начало к такому подходу проектирования противопожарной защиты АЭС было

положено при введении в действие нормативного документа НПБ114-2002 «Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования». При этом для АЭС такие обоснования для всех проектных институтов выполняет фактически одна организация ООО «НТЦ ППБ». Она же берет на себя доказательство правомерности своих расчетов перед контролирующими органами. При таком методе проектирования ППЗ обязательно требуется разработка специальных технических условий СТУ, предусмотренных статьей 78 ФЗ 123, их согласование и утверждение.

В принципе СТУ должны по своей сути предшествовать разработке проекта. Есть ли такая возможность по времени для разработки качественных СТУ проектными организациями?

Второй круг вопросов связан с СП 13.13130.2009.

Основным НД добровольного применения для проектирования ППЗ АЭС является СП13.13130.2009 «Атомные станции. Требования пожарной безопасности». Этот документ разработан на основе НПБ114-2002 и НПБ113-03. Правда в предисловии к нему записано, что он вводится впервые?

В нем при переработке, которую проводило МЧС России, учтены отдельные предложения проектных организаций и концерна «Росэнергоатом». Вместе с тем, как и в прежнем документе НПБ114-2002, в СП 13.13130.2009 не раскрыты в полной объеме требования, вытекающие из специфических особенностей АЭС, а именно:

1. Требования к эвакуационным выходам и эвакуационным путям в зданиях АЭС рассчитываемых на внешние воздействия (ударную волну, падение самолета, землетрясение и др.), где все лестничные клетки без естественного освещения, где отсутствует постоянный обслуживающий персонал, имеются зоны контролируемого доступа.

2. Вопросы ППЗ здания свежего топлива. Не отражены требования к огнестойкости его строительных конструкций, тушению пожароопасных щитовых и кабельных помещений, располагаемых в этом здании.

3. Вопросы ППЗ складов горючих радиоактивных отходов (ГРАО). Как, например, рассчитать длительность пожара, для определения требуемой огнестойкости строительных конструкций, чем и как тушить ГРАО. Не отражены требования по защите кабельных помещений и щитов в нем.

4. Вопросы ППЗ здания РДЭС. Тут надо отметить два момента:

4.1. Сохранилось требование о том, что РДЭС каждого канала СБ должны размещаться в пожарных отсеках (п.9.12). Раньше это означало, что между отсеками должна быть противопожарная стена I-ой степени огнестойкости (150 мин). В связи с изменением термина «пожарный отсек» огнестойкость этой стены должна, очевидно, рассчитываться исходя из условия «нераспространения пожара за границы отсека в течение всей продолжительности пожара».

4.2. По вопросу ППЗ РДЭС было решение Экспертного совета МЧС об обязательном применении тонкораспыленной воды (ТРВ) для тушения пожара в его помещениях. Это решение не нашло отражения в нормативном документе СП13.13130.2009. Как поступать сейчас? Ранее по аналогичному нормативному документу НПБ 88-2001 проектирование установок ТРВ осуществлялось по НТД производителей этих установок. Сейчас в другом нормативном документе добровольного применения СП 5.13130.2009 «Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы проектирования» записано, что установки ТРВ допускается использовать только в случае, если они прошли соответствующие огневые испытания. При этом проектирование таких установок должно осуществляться по техническим условиям, разрабатываемым применительно к конкретному защищаемому объекту или группе однородных объектов. Методика огневых испытаний и ТУ должны быть разработаны организацией, имеющей соответствующие полномочия». Вокруг ТРВ, о её преимуществе перед просто водой говорят и пишут не один десяток лет. Ее применение как требование отражено в нормативных документах. В частности в СП13.13130.2009, в его обязательном приложении А. Однако нормативного документа для проектировщиков, где были бы отражены требования о необходимости интенсивности орошения, времени подачи ТРВ, ее дисперсности в зависимости от вида горючих материалов, условий их размещения и эксплуатации в защищаемых помещениях до настоящего времени нет. А такая запись об установках ТРВ в СП 5.13130.2009 можно сказать ставит вообще их применение на АЭС проблематичным.

5. Вопросы ППЗ зданий подземных промежуточных складов при РДЭС. Дизели требуют топливо с разными температурами вспышки, в том числе менее 61°C, т.е. относящегося к ЛВЖ.. В последнем случае склады будут относиться к взрывопожарной категории Б и их конструкции должны предусматривать легкосбрасываемые элементы для обеспечения взрывозащиты. В тоже время эти склады должны быть устойчивыми к внешним воздействиям (ударной волне, землетрясениям, падению самолета и др.)

Эти проблемы являются общими и без их разрешения каждый раз при проектировании АЭС будет необходимость в разработке СТУ на ППЗ.

Третий круг вопросов связан с неоднозначностью понимания требований изложенных в НД.

Таких требований в СП13.13130.2009 довольно много. Вот лишь несколько:

П.10.2 «Применение огнезащитных покрытий следует предусматривать для кабелей систем важных для безопасности АЭС, и аварийного электроснабжения этих систем при объеме полимерных материалов в кабельном потоке более 0,007 м³ на погонный метр. Требование данного пункта допускается не применять для кабельных помещений, оборудованных установками пожаротушения». Получается так:

- Если тушить кабели с объемом полимерных материалов большим указанного, то покрывать ОЗС не надо.
- Если не тушить – то надо.
- А что делать, если кабельный поток < 0,007м³/метр? Не надо ни того, ни другого?

Статья. 82 п.7 ТРоТПБ «В местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через

строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости должны быть предусмотрены кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости этой конструкции.

Какой должен быть предел нормируемый или фактический? Если фактический, то может быть местный перегрев кабелей при больших толщинах стен.

Четвертый круг вопросов связан с изменениями, которые как бы незаметно внесены в СП13.13130.2009 по сравнению с НПБ 114-2002, но существенным образом влияющими на процесс проектирования.

1. В отличие от НПБ 114-2002, в котором были изложены требования по инерционности, удельному расходу, интенсивности и продолжительности подачи огнетушащих веществ автоматическими установками, были приведены ссылки на рекомендации, ведомственные нормы и правила, в СП13.13130.2009 – этого нет. Указывается на необходимость руководствоваться требованиями ТРоТПБ. Однако в ТРоТПБ конкретные требования технического характера, с указанием цифровых значений не приводится. Таким образом, теперь получается, что проектировщик должен каждый раз считать или определять экспериментально:

- инерционность, исходя из расчетного значения начальной стадии пожара для каждого защищаемого помещения,
- интенсивность орошения – экспериментально для кабельных помещений, так как они, как правило, имеют категорию В1, для которой СП5.13130.2009 (таблица 5.1, группа помещений 4.2) интенсивность не установлена. В соответствии с ранее действующим документом РД153-34.0.-49.105-01 «Нормы проектирования автоматических установок водяного пожаротушения кабельных сооружений» ее значение принималось не менее 0,142 л/м².

Продолжительность подачи огнетушащего вещества, если исходить из ФЗ №123 для АЭС должна составлять не менее 10 минут. Это вытекает из требования п.4 статьи 45, по которому тушение пожара в целях его ликвидации или локализации с помощью установок пожаротушения должно осуществляться в течение времени, необходимого для введения в действие оперативных сил и средств. А это 10 минут согласно ст. 76, п.1 ТРоТПБ. Правильно ли это?

2. Приложение А к СП13.13130.2009 «Требования к средствам пожаротушения» стало обязательным в отличие от аналогичного приложения в НПБ 114-2002. Таким образом, у проектировщиков отнято право самим делать выбор огнетушащих веществ на основе ранее существовавших официальных рекомендаций.

3. П.13.6 «Системы АПТ следует предусматривать во всех помещениях категории не ниже В3, вошедших в Перечень независимо от площади за исключением помещений с постоянным пребыванием оперативного персонала. Этот пункт перекликается со статьей 61 п.1 ТРоТПБ «Здания, сооружения, строения должны быть оснащены АУП в случаях, когда ликвидация пожара первичными средствами пожаротушения невозможна, а также когда обслуживающий персонал находится в защищаемом помещении некруглосуточно».

Это означает, что для пожароопасных помещений с постоянным пребыванием персонала необходимо расчетом доказывать возможность эффективного тушения пожара с помощью первичных средств. Для этого необходимо рассчитывать: критическое время развития пожара, в течение которого опасные факторы пожара

(ОФП) достигают опасных для человека значений, максимальный к этому времени размер очага и время его тушения с помощью первичных средств. Нужна методика.

Пятый круг вопросов связан с категорированием помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

До ввода в действие НПБ 114-2002 категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности проектировщиками не рассчитывались, а определялись на основании утвержденного Минатомом и согласованного Государственным пожарным надзором ведомственного Перечня. В соответствии с этим Перечнем многие здания АЭС относились к непожароопасной категории Д. В период действия НПБ 114-2002, до введения ТРоТПБ, действовали также СНиПы, по которым для отдельных помещений и зданий без расчета нормативно принималась категория Д. На АЭС большое количество зданий было этой категории. При расчетном методе, который действует сейчас (СП 5.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности») помещения и здания, ранее считавшиеся непожароопасными, перешли в категорию как минимум В3 со всеми вытекающими по этой причине последствиями.

Непожароопасными на АЭС считались здания: реакторного отделения, спецкорпус, объединенный вспомогательный корпус, здание хранения свежего топлива, насосная станция противопожарного водоснабжения и др. несмотря на наличие в них значительного количества кабелей, электрических шкафов, электродвигателей. Если, к примеру, для насосной станции противопожарного водоснабжения формально рассчитать пожарную нагрузку от размещенных в ней кабелей, то эта нагрузка будет соответствовать категории В. Вместе с тем категория этого здания по действующему ранее СНиП 2.04.02-84* «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения» - Д (п. 14.9). Анализ проектной документации показывает, что повышение категорийности производственных помещений вызвано увеличением точек контроля и увеличением соответственно количества контрольных кабелей, размещением транзитных кабелей и не всегда рациональной с точки зрения обеспечения пожарной безопасности раскладкой кабелей (нет разделения кабельных линий на отдельные участки площадью не более 10 м² и нагрузкой не более 180 МДж/м²).

Целесообразно было бы нормативно закрепить следующее положение. Производственные и складские помещения, в которых в качестве пожарной нагрузки обращаются исключительно электрические силовые и контрольные кабели, относящиеся только к расположенному в этих помещениях оборудованию для его питания и контроля работоспособности, по взрывопожарной и пожарной опасности следует относить к категории В 4.

Шестой круг вопросов связан с обеспечением пожарной безопасности кабелей.

Основным горючим материалом, определяющим потенциальную опасность пожара, является изоляция электрических кабелей, в том числе кабелей, относящихся к категориям огнестойких и не распространяющих горение. Для кабелей, не распространяющих горение (НГ), линейная скорость распространения горения на порядок ниже, чем для кабелей, распространяющих

горение (РГ), и составляет в среднем 0,02 м/мин. Средняя массовая скорость выгорания изоляции для кабелей НГ составляет 0,4 кг/м²мин. Для сравнения, значение этой скорости для кабелей РГ составляет 1,5 кг/м²мин. Низшая теплота сгорания изоляции кабелей РГ составляет от 16,9 до 19,2 МДж/кг, а для НГ и огнестойких от 22,5 до 25,2 и 32 МДж/кг, соответственно.

Получается парадоксальная ситуация. Для повышения пожарной безопасности кабельного хозяйства АЭС в проект закладываются только кабели НГ и огнестойкие. А при определении категорий помещений по взрывопожарной и пожарной опасности помещения с кабелями НГ и огнестойкими будут относиться к более пожароопасным, так как низшая теплота сгорания изоляции для подсчета пожарной нагрузки с этими кабелями от 22,5 до 32 МДж/кг больше, чем низшая теплота сгорания изоляции кабелей РГ, которая составляет до 19,2 МДж/кг. Указанные противоречия, наверное, можно устранить пересмотром нормативные требования к кабельному хозяйству АЭС. По заявлению разработчиков эти кабели исключают возможность загорания от коротких замыканий и в тоже время не распространяют горение от внешнего источника загорания. Это желательно подтвердить натурными испытаниями в составе комиссии.

Электрические кабели присутствуют практически во всех зданиях и сооружениях АЭС. Несмотря на широкий перечень профилактических мер и использование на АЭС только кабелей НГ и огнестойких, нормативными документами РФ в обязательном порядке предписываются меры по их активной противопожарной защите с помощью автоматических установок пожаротушения. Хотя в соответствии с рекомендациями МАГАТЭ для противопожарной защиты, особенно систем безопасности рекомендуется пассивный способ защиты, когда функции безопасности выполняют строительные конструкции с пределом огнестойкости, рассчитанным на полное выгорание находящейся в помещении пожарной нагрузки.

В тоже время, не смотря на применение указанных кабелей на АЭС, которые на порядок дороже общепромышленных, требования по защите этих кабелей как активными средствами пожаротушения, так и пассивными средствами огнезащиты не только не снизились, а наоборот ужесточились.

Проведение натурных испытаний современных типов кабелей НГ на горение от внешних и внутренних источников загорания позволило бы оптимизировать противопожарную защиту кабельных коммуникаций и удешевить проекты

Выводы и предложения

1. Введение в действие ФЗ №123, нормативных документов добровольного применения не облегчило выполнение задач, стоящих перед проектировщиками в области обеспечения пожарной безопасности. Наоборот, увеличилось количество обосновывающих расчетов, причем не инженерных, а требующих специальных знаний. Многие требующиеся для расчетов методики вообще отсутствуют. Отсутствует и полноценная база исходных данных для расчетов. Для доказательства принимаемых проектных решений в некоторых случаях требуется не только проведение расчетов, но и натурных огневых испытаний. На основные здания сооружения АЭС из-за отсутствия на них нормативных требований пожарной безопасности должны разрабатываться СТУ для чего также требуются обосновывающие расчеты и

(или) эксперименты. Все это требует привлечения специализированных организаций, дополнительных финансовых расходов и времени.

2. Для выхода из создавшегося положения считать целесообразным, возложить на, образованную приказом № 603 от 18. 05.2010 г. рабочую группу ОАО «Концерн Росэнергоатом» по обеспечению пожарной безопасности проектируемых и строящихся АС последовательное решение следующих вопросов:

- с привлечением специалистов проектных и других заинтересованных организаций на первом этапе подготовить предложения по внесению изменений и дополнений в СП 13. 13130. 2009 связанных с неоднозначностью понимания требований этого документа и направить их в МЧС России;

- на основании имеющихся проектных решений по противопожарной защите АЭС нового поколения провести их унификацию и оптимизацию с целью внесения на втором этапе результатов этой работы в виде конкретных требований в нормативный документ СП 13. 13130. 2009;
- разработать программу НИР и ОКР необходимых для раскрытия проблемных вопросов ППЗ АЭС связанных с их специфическими особенностями и обозначенными в настоящем докладе;
- обобщить результаты работ, выполненных по первым трем направлениям и подготовить предложения по разработке на основе СП 13. 13130. 2009 Стандарта организации.

Секция 1. Эксплуатация АЭС

Обращение с РАО

ОБРАЩЕНИЕ С КОНТЕЙНЕРАМИ С СОЛЕВЫМ КОНЦЕНТРАТОМ И КОНТЕЙНЕРАМИ НЗК НА НВАЭС

Пышнограев М.П., Нововоронежская АЭС

1. Введение

Одной из проблем, стоящих на современном этапе развития перед атомной отраслью России, является обращение с образующимися радиоактивными отходами.

На заре российской атомной энергетики была принята концепция долговременного хранения РАО на площадках АЭС, при которой утилизацию отходов предполагалось осуществлять на этапе вывода энергоблоков из эксплуатации.

Применение указанного подхода привело к накоплению на площадках АЭС значительного количества не-переработанных ЖРО и ТРО и исчерпанию свободных объемов хранилищ РАО.

В целях решения проблемы обращения с накопленными объемами ЖРО, в 1985 – 1993 гг. на НВАЭС были введены в эксплуатацию пять установок глубокого упаривания (УГУ), позволяющие производить отверждение ЖРО. Образующийся в результате работы УГУ твердый солевой продукт затаривается в стальные 200-литровые контейнеры.

В 1986 – 2009 гг. на установках УГУ НВАЭС были переработаны существенные объемы ЖРО с образованием более 7000 контейнеров. Однако исчерпание объемов хранилищ для солевого продукта привело к прекращению переработки ЖРО на установках УГУ и исчерпанию свободных объемов в емкостях хранения ЖРО.

Особенно острой указанная проблема стала в связи с продлением срока эксплуатации энергоблоков № 3 и 4 и предстоящим продлением срока эксплуатации энергоблока № 5 НВАЭС. Отсутствие свободных объемов в хранилищах ЖРО в перспективе могло привести к невозможности дальнейшей эксплуатации энергоблоков № 3, 4, 5.

Следует отметить, что затаривание отверженных ЖРО в металлические контейнеры не может считаться окончательным, поскольку установленный срок службы указанных контейнеров (15 - 30 лет) не позволяет обеспечить безопасность отходов в условиях окончательного захоронения. Этим обусловлена необходимость кондиционирования указанных РАО, т.е. дополнительной операции, позволяющей перевести их в форму, пригодную для окончательного захоронения.

Таким образом, при модернизации системы обращения с РАО Нововоронежской АЭС необходимо было решить следующие основные задачи:

- обеспечение бесперебойной переработки ЖРО на установках УГУ путем ввода нового хранилища контейнеров с солевым продуктом УГУ;

- выбор технологии кондиционирования контейнеров с солевым продуктом УГУ с перспективой дальнейшей передачи кондиционированных отходов на захоронение в специализированную организацию;
- кондиционирование в соответствии с принятой технологией контейнеров с истекшим сроком службы.

2. Строительство ХТРО для временного хранения 10000 контейнеров с РАО

В целях обеспечения бесперебойной переработки ЖРО на установках УГУ, в 2000 – 2009 гг. для нужд Нововоронежской АЭС было спроектировано, сооружено и принято в эксплуатацию ХТРО для временного хранения 10000 контейнеров А2201 с солевым продуктом.

ХТРО представляет собой отдельно стоящее здание размером в плане 54,0 x 18,0 м, структурно разделенное на два блока:

- производственный блок (непосредственно хранилище с залом обслуживания и транспортным въездом) размером в плане 42,0 x 18,0 м;
- блок вспомогательных служб и санитарно-бытовых помещений размером в плане 12,0 x 18,0 м.

Для проведения измерений активности солевого продукта и обеспечения сохранности контейнеров в течение всего срока хранения предусмотрены следующие технические средства:

- гамма-спектрометрическая установка УП-01;
- стенд осмотра контейнеров для контроля состояния лакокрасочного слоя и металла контейнеров;
- пескоструйная установка для снятия поврежденного лакокрасочного покрытия;
- автоматизированный лакокрасочный комплекс окраски и сушки контейнеров.

3. Выбор технологии кондиционирования отверженных РАО

В соответствии с технической документацией на металлические контейнеры с солевым продуктом, Нововоронежской АЭС в течение всего срока хранения осуществлялся постоянный мониторинг состояния контейнеров.

На основании результатов обследования, концерном «Росэнергоатом» было принято решение об изменении условий хранения металлических контейнеров с солевым концентратом УГУ на НВАЭС, предусматривающее необходимость кондиционирования указанных отходов путем размещения в железобетонных контейнерах НЗК-150-1,5П.

Железобетонный контейнер НЗК-150-1,5П был разработан и сертифицирован в 1990-х гг. Контейнер НЗК может использоваться для хранения различных видов РАО. Контейнер позволяет разместить на хранение четыре 200-литровые бочки, заполненные РАО. Разработана модификация контейнера НЗК, позволяющая

непосредственно заполнять контейнер отверженными ЖРО методом налива.

В целях организации безопасного хранения контейнеров НЗК с учетом минимизации затрат Нововоронежской АЭС был изучен имеющийся мировой опыт по хранению и захоронению РАО.

В мире приняты два основных варианта захоронения РАО:

- в глубинных сооружениях, геологических формациях и т.д.;
- в легких хранилищах ангарного типа.

На основе зарубежного опыта, Нововоронежской АЭС на территории спецпункта был спроектирован и сооружен комплекс объектов по обращению с контейнерами НЗК, который включает в себя:

- два хранилища ангарного типа;
- узел герметизации НЗК в отдельном утепленном ангаре;
- узел паспортизации контейнеров НЗК.

Очевидным достоинством указанного комплекса является компактность размещения отдельных объектов. При таком размещении отсутствует необходимость в транспортировании заполненных контейнеров НЗК-150-1,5П по дорогам общего пользования, что позволяет исключить аварийные ситуации с участием населения.

В 2010 году концерном «Росэнергоатом» было принято «Решение № АЭС Р-34к(04-03)2010 о сроках и порядке перетаривания (переупаковки) кондиционированных радиоактивных отходов, хранящихся на АЭС в первичных упаковках (бочках) со сроками службы менее 50 лет», утв. Первым заместителем Генерального директора ОАО «Концерн Росэнергоатом» В.А. Асмоловым 28.01.2010 г.

Указанным «Решением...» опыт Нововоронежской АЭС по использованию контейнеров НЗК и хранилищ ангарного типа для кондиционирования отверженных РАО был распространен на другие АЭС концерна.

4. Кондиционирование солевого продукта УГУ, хранящегося в ХТРО № 8.

В 2008 – 2009 гг. Нововоронежской АЭС были начаты работы по кондиционированию контейнеров А2201, ЗП551, хранящихся в ХТРО № 8. За указанный период были заполнены 394 контейнера НЗК-150-1,5П.

В каждый железобетонный контейнер НЗК-150-1,5П размещались 4 металлических контейнера типов ЗП551, А2201. После размещения осуществлялось дистанционирование контейнеров А2201, ЗП551 путем устройства цементной стяжки толщиной 200 мм. Свободное межконтейнерное пространство в упаковке заполнялось поглотителем (песком), обеспечивающим дополнительное снижение уровня гамма-излучения от стенки контейнера.

При кондиционировании солевого продукта был применен принцип асимметричной загрузки. Металлические контейнеры располагались со смещением в сторону одного из углов контейнера НЗК-150-1,5П, что позволило максимально снизить уровень гамма-излучения от двух боковых граней контейнера НЗК.

При загрузке в ангар заполненные контейнеры НЗК размещались таким образом, чтобы грани контейнера с максимальными уровнями гамма-излучения были обращены внутрь хранилища. Таким образом, при организации хранения был применен технический прием, при

котором внешние ряды контейнеров НЗК выполняют функцию биозащиты, ослабляющей гамма-излучение от контейнеров, расположенных во внутренней части хранилища.

Заполненные контейнеры НЗК-150-1,5П автопогрузчиком устанавливались в ангарах в штабели высотой до 4 контейнеров.

При проведении операций по кондиционированию РАО осуществлялся непрерывный мониторинг радиационной обстановки на территории спецпункта и санитарно-защитной зоны. По согласованию с органами ФМБА были установлены контрольные уровни величины мощности дозы гамма-излучения, обусловленного контейнерами НЗК-150-1,5П.

В соответствии с разработанной на НВАЭС методологией, были установлены допустимые величины величины мощности гамма-излучения от контейнеров НЗК-150-1,5П, размещаемых в ангарах в периферийных рядах.

5. Выводы

В результате проведенных работ:

1. Было введено в эксплуатацию хранилище РАО на 10000 контейнеров с солевым продуктом, что позволяет обеспечить переработку объемов ЖРО:
 - накопленных за время эксплуатации;
 - которые будут образовываться в период дополнительного срока эксплуатации.

2. Была отработана технология кондиционирования солевого продукта путем размещения в железобетонных контейнерах типа НЗК-150-1,5П, позволяющая перевести РАО в форму, пригодную для окончательного захоронения. По указанной технологии были начаты работы по кондиционированию солевого продукта, хранящегося в ХТРО № 8 НВАЭС.

3. На основе имеющегося зарубежного опыта был разработан и реализован проект хранилищ ангарного типа для контейнеров НЗК-150-1,5П, позволяющий минимизировать затраты на хранение РАО при условии обеспечения безопасности персонала, населения и окружающей среды.

Были сооружены дополнительные объекты – узел герметизации НЗК, узел паспортизации НЗК.

4. Опыт создания временных хранилищ ангарного типа на Нововоронежской АЭС может быть использован при организации хранилищ для окончательного захоронения РАО на территории РФ.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕТЕРОГЕННЫХ ЖИДКИХ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ

**Черемискин В.И., Лебедев В.И., Шмаков Л.В.,
Тишков В.М., Черникин А.В., Черемискин С.В.
Ленинградская атомная станция**

Безопасное обращение с радиоактивными отходами АЭС, надёжная изоляция радиоактивных веществ от биосфера является проблемой, от решения которой зависит доверие общества к атомной энергетике. Обращение с РАО включает в себя сбор, первичную переработку, кондиционирование, хранение и захоронение. В связи с экологическими требованиями стоимость и сложность иммобилизации РАО существенно возросла,

поэтому экономически целесообразно снижать объёмы образующихся радиоактивных отходов. Однако минимизация жидких радиоактивных отходов на стадиях их образования имеет свой предел, обусловленный проведением необходимых технологических операций для поддержания водно-химического режима, проведения дезактивационных работ и др. Поэтому практический интерес представляет изыскание внутренних резервов и нестандартных способов для снижения объёма радиоактивных ЖРО на стадиях переработки и кондиционирования.

На Ленинградской АЭС с 2001 года проводится работа по полезному использованию свойств накопленных отработавших фильтроматериалов (Ф/М), а именно, оставшейся обменной ёмкости ионообменных смол (ИОС) и внутренней пористости фильтроперлита. Схема переработки ЖРО представлена на рис. 1. Светлыми стрелками показано движение сред по стандартным операциям, затемнёнными стрелкам показаны действия по реализации новых способов, позволяющих использовать свойства ЖРО гетерогенного состава для поглощения солей из ЖРО гомогенного состава. Для этого в ёмкости хранения отработавших Ф/М перио-

дически порциями подают горячий кубовый остаток (КО) выпарных установок переработки трапных вод с солесодержанием 150-250 г/дм³. Выдерживают 3-15 суток и удаляют декантат с солесодержанием 1-10 г/дм³, который далее направляют на выпаривание совместно с трапными водами. Во время приёма и выдержки КО и удаления декантата отработавшие Ф/М в данную ёмкость не принимаются. Приём пульп Ф/М в ёмкости производится в период времени между удалением декантата КО и приёмом новой порции КО. Объём декантата равен объёму поданного в ёмкости кубового остатка, поэтому разница в с/с КО и декантата показывает количество солей, вводимых в ёмкости с накопленными Ф/М. Поскольку в эксплуатируемых емкостях с отработавшими фильтроматериалами имеется водная среда, то, при работе емкостей в штатном режиме, часть введённых с КО солей может выводиться с декантатом вод гидротранспорта Ф/М. На Ленинградской АЭС в качестве воды гидротранспорта используют трапные воды с с/с до 1 г/дм³.

Поэтому массу солей, фиксированных из КО в емкостях с Ф/М, определяем с учётом вывода части солей с декантатом вод гидротранспорта Ф/М при эксплуатации

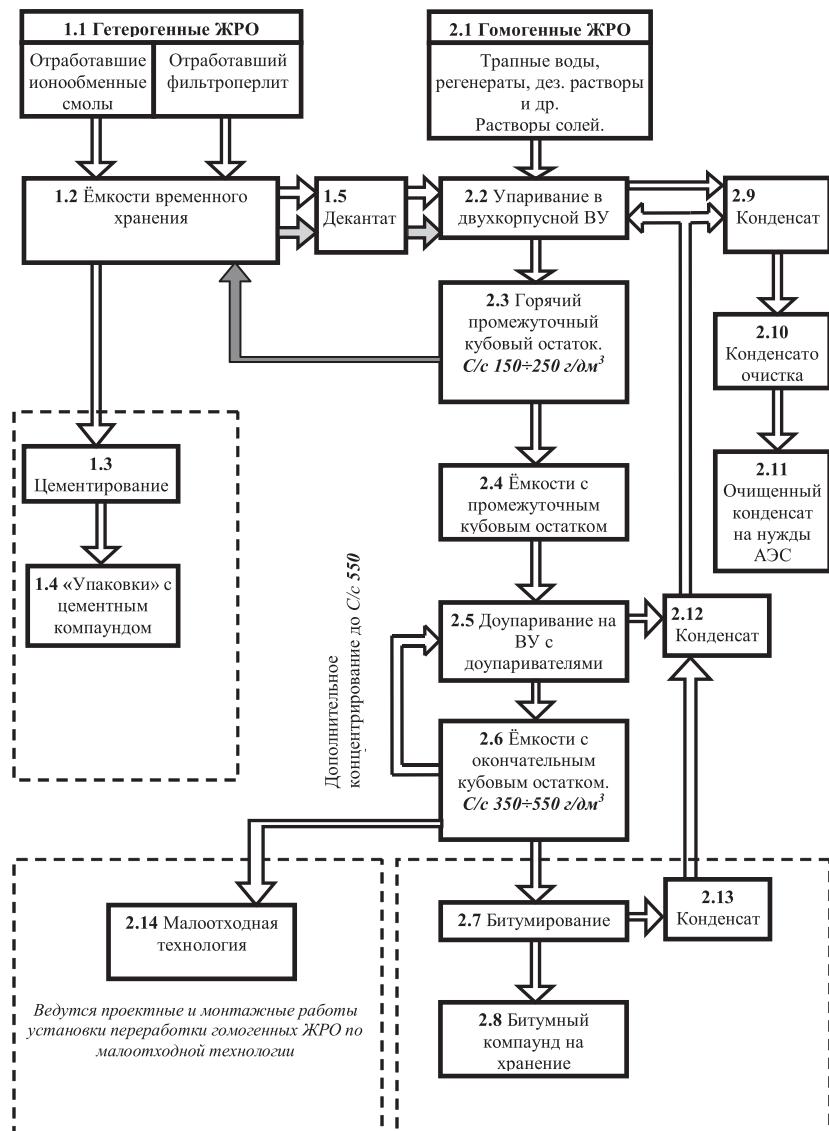


Рис. 1. Схема переработки ЖРО гомогенного и гетерогенного состава на Ленинградской АЭС.

ции емкостей в штатном режиме. При этом масса солей, из введённых в ёмкости хранения Ф/М с промежуточным КО, выводимая за один день эксплуатации в штатном режиме с декантированной водой гидротранспорта, определяется уравнением:

$$m_y = m_{cb} - m_{tp} = \frac{M + m_{tp} \cdot V_{tp}}{V_b + V_{tp}} \cdot V_{tp} - m_{tp} = M \cdot \frac{V_{tp}}{V_b + V_{tp}} - \frac{m_{tp} \cdot V_b}{V_b + V_{tp}} \quad (1)$$

где: m_{cb} – масса солей, выведенных с объемом транспортной воды после смешения с объемом жидкости в ёмкости V_b ; m_{tp} – масса солей вносимых с объемом транспортной воды V_{tp} во время подачи Ф/М на хранение; V_b – объём водной среды в ёмкости хранения Ф/М, м³; M – масса солей в объеме V_b , определяемая по разнице концентраций во вводимом КО и в декантате после отстаивания введённой в ёмкость порции КО.

Для определения массы солей, из введённых в ёмкости хранения Ф/М с промежуточным КО, и выведенных из емкостей хранения ЖРО гетерогенного состава за i -й дней эксплуатации в штатном режиме, формула (1) преобразуется в следующий вид:

$$M_y = \sum_i m_{yi} = \sum_i \left(\left(M - \sum_i m_{y(i-1)} \right) \cdot \frac{V_{tp}}{V_b + V_{tp}} - \frac{m_{tp} \cdot V_b}{V_b + V_{tp}} \right) \quad (2)$$

где: M_y – масса солей, из количества введённых в ёмкость хранения Ф/М с порцией КО, выведенная с декантированной водой гидротранспорта из емкостей хранения ЖРО гетерогенного состава за i -й дней, т; $m_{y(i-1)}$ и m_{yi} – масса солей, из количества введённых в ёмкость хранения Ф/М с порцией КО, выведенная с декантированной водой гидротранспорта из емкостей хранения ЖРО гетерогенного состава за ($i-1$) день и (i -й) день, т.

Результаты работы по фиксированию солей из КО в объеме накопленных гетерогенных ЖРО за период 2001÷2009 годы представлены графически на рисунке 2.

Полученные данные показывают, что суммарная масса солей G_c , фиксированных в объеме накопленных отработавших фильтроматериалов за период 2001-2009 г.г., составила $G_c = 1197,1$ т, а среднегодовая величина равняется: $G_{cp} = 1197,1$ т : 9 лет = **133,0 т/год**.

Для анализа влияния процесса фиксации солей в объеме накопленных ЖРО гетерогенного состава на объем полученного КО, и оценки достоверности полученных результатов, на рисунке 3 представлена диаграмма объемов полученного КО в различные годы эксплуатации ЛАЭС начиная с 1984 г.- начало работы установки битумирования КО.

Среднегодовой объем полученного КО составил:

- в период 1984 - 2000 г.г. $V_{1cp(1-17)} = 25064$ м³ : 17 лет = 1474,4 м³/год;
- в период 2001-2009 г.г. $V_{1cp(18-26)} = 9673$ м³ : 9 лет = 1074,8 м³/год.

Соответственно, среднегодовое снижение объема получаемого КО, равняется:

$$\Delta V_{1cp} = V_{1cp(1-17)} - V_{1cp(18-26)} = 1474,4 \text{ м}^3/\text{год} - 1074,8 \text{ м}^3/\text{год} = \mathbf{399,6 \text{ м}^3/\text{год}},$$

При этом среднегодовое количество солей в получаемом КО составило:

- в период 1984-2000 г.г. $G_{c1KOcp(1-17)} = 8772$ т : 17 лет = **516 т/год**;
- в период 2001-2009 г.г. $G_{c1KOcp(18-26)} = 3386$ т : 9 лет = **376,2 т/год**;

Соответственно, среднегодовое снижение количества солей в КО составило:

$$\Delta G_{c1KOcp} = G_{c1KOcp(1-17)} - G_{c1KOcp(18-26)} = 516 \text{ т/год} - 376,2 \text{ т/год} = \mathbf{139,8 \text{ т/год}},$$

что достаточно точно соответствует полученной выше величине $G_{cp} = 133,0$ т/год.

При пересчёте среднегодовой величины фиксированных солей G_{cp} на соответствующий объем КО при с/с 350 г/дм³ получаем: $\Delta V_{1p} = 133,0 : 0,350 = 370,5$ м³/год,

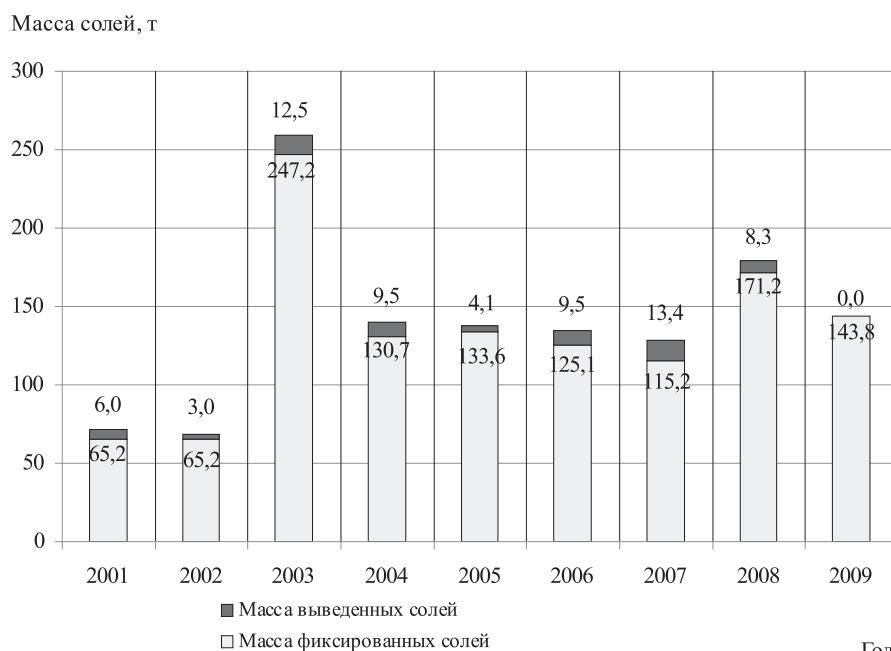


Рис. 2. Количество солей из промежуточного кубового остатка выпарных аппаратов, фиксированное в емкостях хранения отработавших фильтроматериалов в различные годы эксплуатации Ленинградской АЭС

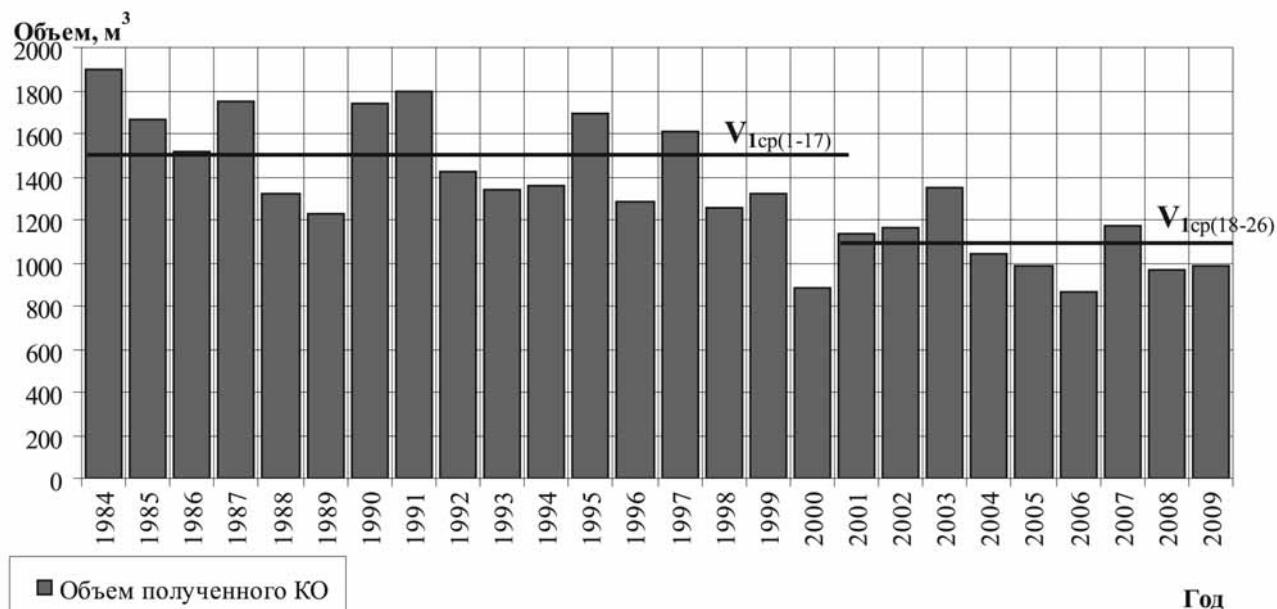


Рис. 3. Объём полученного кубового остатка в различные годы.

что также сходится с практически полученной величиной $\Delta V_{1cp} = 399,6 \text{ м}^3/\text{год}$,

Фиксирование части солей в объёме отработавших фильтроматериалов привело к снижению объёма получаемого КО на 27%. Суммарная величина снижения объёма битумного компаунда (БК), соответствующая количеству выведенных солей, при среднем наполнении солями 1 м³ БК равном: 11298 т : 24961 м³ = 0,453 т/м³, составила 2642,7 м³. При среднегодовом получении БК в объёме 1167,5 м³/год, это соответствует времени работы комплекса переработки ЖРО в течение 2,3 года. Изменение объемов полученного КО и массы солей в КО по годам, с учётом выведения солей по используемой технологии из ЖРО гомогенного состава в объём ЖРО гетерогенного состава, представлены на рис. 4, 5.

Тёмные области на рис. 4 и 5 показывают объём полученного кубового остатка и массу солей в КО в период 2001-2009 г.г., а более светлые области показывают массу солей, выведенных из ЖРО гомогенного состава, и соответствующий этому объём КО. Суммарные вели-

чины достаточно стабильны по годам, что говорит о достоверности полученных результатов.

Поскольку битуматор КО на Ленинградской АЭС был остановлен в мае 2009 г., эффект от вывода солей нужно оценивать также по снижению потребности в емкостях для приёма и временного хранения кубового остатка. Вывод части солей из промежуточного КО позволил снизить количество получаемого КО с с/с 350 г/дм³ на 3334,7 м³ и хранящегося КО с с/с 550 г/дм³ на 2558,3 м³, а следовательно и потребность в эквивалентном объёме емкостей хранения.

Оценивая результаты работы на Ленинградской АЭС в период 2001-2009 г.г. по выводу солей из ЖРО гомогенного состава в объем накопленных ЖРО гетерогенного состава можно сделать следующие выводы:

1. За 9 лет из ЖРО гомогенного состава вывели в объём находящихся в емкостях временного хранения гетерогенных ЖРО 1197,1 т солей, что в среднем составило 133 т/год, или 27% от поступления солей с ЖРО на комплекс переработки отходов.

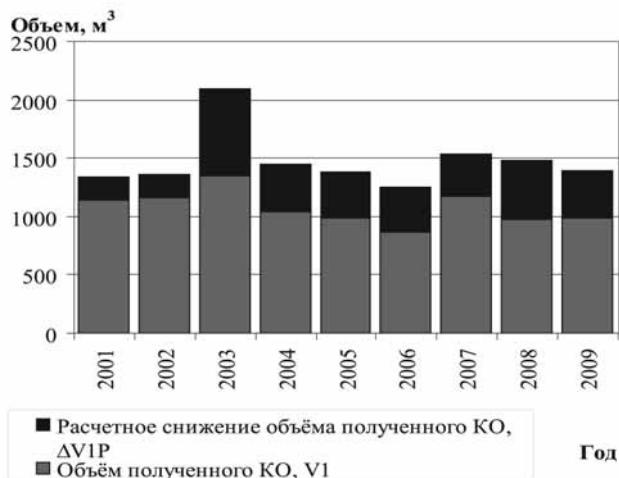


Рис. 4. Изменение объема полученного кубового остатка.

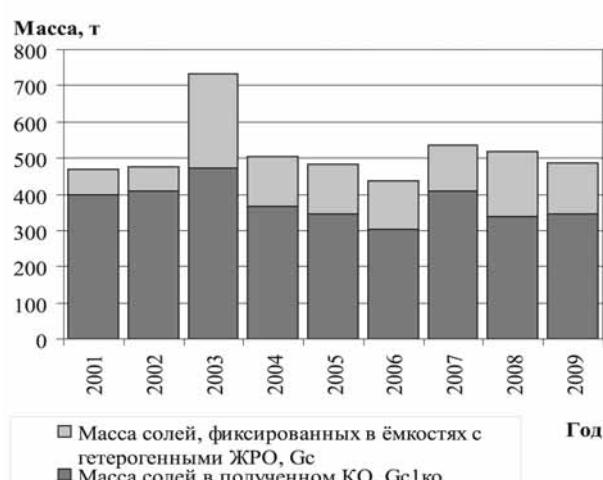


Рис. 5. Изменение массы солей в полученном кубовом остатке.

2. Реализованный процесс позволил на **3334,7 м³** уменьшить объём получаемого КО, в среднем на **370,5 м³/год**, а также на **2558,3 м³** уменьшить потребность в объёме емкостей хранения.
3. Объём получаемого битумного компаунда уменьшен на **2642,7 м³**, что снизило потребность в эквивалентном объёме компаундохранилища и обеспечило запас времени работы комплекса переработки ЖРО Ленинградской АЭС в **2,3 года**.
4. Экономический эффект за 2009 год составил **41,3 млн.руб./год.**

Список использованной литературы:

1. Лебедев В.И., Шмаков Л.В., Черников О.Г., Ярославцев Г.Ф., Черемискин В.И. и др. Научное открытие: «Явление ультрасорбции в водной гетерогенной системе», диплом № 360.
2. Шмаков Л.В., Москвин Л.Н., Черемискин В.И., Черемискин С.В. и др. Патент на изобретение РФ №2174723 «Способ переработки гомогенных радиоактивных отходов».
3. Шмаков Л.В., Лебедев В.И., Черников О.Г., Черемискин В.И. и др. Заявка на изобретение РФ №2008118639 «Способ переработки жидких радиоактивных отходов», приоритет от 12.05.2008 г., положительное решение от 10.09.2009 г.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ НАНОКАВИТАНТОВ В АТОМНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Максимец В.А., ООО «НПК «БИОЭКОПРОМ»

Работа посвящена повышению рентабельности, безопасности, экологичности и технологичности работы АЭС за счет внедрения принципиально новых, высокоэффективных, экономичных, безопасных и экологичных нанотехнологий защиты оборудования и коммуникаций от отложений, микробиологической и химической коррозии.

Это лишь одно из направлений прикладного применения нового, по мнению автора, междисциплинарного научно-прикладного направления – векторных катализических и автокаталитических элементоорганических наночастиц, получивших общее название «нанокавитанты». Основной цикл НИОКР в данном направлении закончен в 2008 году. С начала 2009 г. начато промышленное использование нанокавитантов в газонефтеперерабатывающей промышленности России. Автор предлагает технологию и препараты для промышленного внедрения в атомной промышленности.

Особые химические и биохимические свойства, приобретаемые наночастицами, позволили создать на их основе композиции, которые после добавления в оборотную воду оказывают комплексный эффект. Так промышленное внедрение наночастиц в газонефтеперерабатывающей промышленности (ОАО «Татнефть») обеспечило полную превентивную комплексную защиту оборудования, коммуникаций и градирен от биообрастаний микроорганизмами, водорослями и моллюсками (дрейссенами), неорганических отложений и коррозии. При необходимости нанокавитанты используются также для очистки труднодоступных мест оборудования от нерастворимых и нереакционных отложений. Технологии экстренной и превентивной защиты одностадийны и не требуют демонтажа и разборки оборудования.

Данному направлению водоподготовки практически нет альтернатив, т.к. все существующие техноло-

гии дифференцированно направлены или на борьбу с микроорганизмами или с отложениями и коррозией. Предполагалось, что комплексное применение таких технологий обеспечит комплексный эффект.

Однако открытие в области микробиологии микроорганизмов эффекта, получившего название «чувства кворума микроорганизмов», полностью меняет представления и подходы к защите оборудования и коммуникаций от отложений. Главным проявлением чувства кворума является то, что микроорганизмы после достижения определенной критической массы начинают вести себя как единый организм, основной задачей которого является резкое увеличение адаптации к неблагоприятным факторам среды. Сообщество микроорганизмов и биопленки на оборудовании являются катализатором резкого ускорения процесса отложений неорганических и органических примесей. Эти примеси являются строительным материалом собственно для микроорганизмов, а также защитного слоя для всей биопленки – полимерного микробиологического кортекса. Микроорганизмы переводят низкомолекулярные вещества в особую полимерную или надмолекулярную нереакционноспособную форму, устойчивую к действию химических веществ. Применение дифференцированных методов защиты оборудования без учета комплексного взаимодействия микроорганизмов и примесей в оборотной воде мало эффективно. Более того, при использовании комбинированных методов защиты может проявиться прямо противоположный эффект. Так биохимикам известно, что магнитная обработка воды и фосфорорганические комплексы являются стимуляторами роста микроорганизмов. Таким образом, использующиеся в ряде случаев для предотвращения неорганических отложений электромагнитные устройства водоподготовки, а также низкомолекулярные комплексы могут оказать только кратковременный эффект до момента накопления критической массы микроорганизмов. В то же время, применение нанокавитантов, действующих одновременно на микроорганизмы и примеси в неадсорбционную транзитную форму позволяет обеспечить комплексный эффект, что успешно показано в результате промышленной эксплуатации.

Публикация открывает цикл статей, посвященных нанокавитантам, которые в настоящее время включают в себя четыре подгруппы композиций различного прикладного назначения – нанобиокавитанты, нанотранзиты, нанобиоиды и нанодезинфектанты.

В связи с рядом особенностей химического строения, а также механизмов химического и биохимического действия нанокавитантов, далее приводятся теоретические основы, без понимания которых читателю будет сложно сделать вывод о целесообразности прикладного использования указанных препаратов и технологий в своей отрасли или участке производства.

Актуальными задачами практически всех промышленных предприятий, в т.ч. АЭС в области эксплуатации систем оборотного водоснабжения являются:

- **предотвращение отложений** микроорганизмов и микроводорослей, дрейссен и солей жесткости, ведущие к уменьшению теплоотдачи;
- **антикоррозионная защита** и предотвращение химической и микробной коррозии оборудования и коммуникаций, ведущие к снижению безопасности работы производства и экономическим потерям на ремонт и обслуживание;

- очистка оборудования и коммуникаций от отложений и продуктов коррозии, требующая остановки производства;
- снижение количества отходов.

Ни одна из многочисленных современных технологий водоподготовки, антикоррозионной защиты и очистки оборудования от накопившихся отложений не удовлетворяет требованиям промышленности по комплексу предъявляемых требований. Характер закономерности в области технологий водоподготовки приобрело выраженное противоречие между основными группами критерии - эффективности, экономичности, технологичности и безопасности для человека и окружающей среды.

Высокоэффективные препараты и технологии биоцидной обработки воды и предотвращения биоотложений являются высокотоксичными и экологически опасными. И наоборот, сравнительно не токсичные и экологичные препараты малоэффективны. В полной мере это относится и к методам предотвращения неорганических отложений. Например, различные методы получения оборотной дистиллированной воды (термический, мембранный, ионоселективный), практически полностью гарантирующие отсутствие отложений, неэкономичны и малопригодны для больших объемов водооборота.

Таким образом, возникает закономерный вопрос о принципиальной возможности создания технологий защиты оборудования, сочетающих высокую эффективность, экономичность, технологичность, безопасность для человека и окружающей среды. Положительное решение этой проблемы, как минимум, требует нового уровня формализации проблемы, принципиального переосмыслиния исходной задачи и концепции ее решения, а также внедрения новых технологических решений, возможно существующих в смежных областях знаний.

Ниже приведено описание шагов, приведших к решению проблемы.

Формально наиболее эффективные технологии защиты оборудования от неорганических отложений (мембранные-фильтрационные, обратноосмотические, ионообменные, методы дистillation и обессоливания, коагуляции), а также направления их развития имеют, как минимум, одно общее концептуальное свойство. Они направлены на разделение микропримесей-источников отложений от воды-теплоносителя. Но конечная цель водоподготовки состоит не в собственно удалении примесей и очистке теплоносителя до уровня дистилированной воды, что в промышленных масштабах при большом водообороте малореализуемо, а в достижении эффективного теплообмена. Это равносильно задаче предотвращения отложений на поверхностях оборудования без учета фактора разделения примесей и теплоносителя, что принципиально меняет исходные требования к технологиям защиты оборудования и существенно расширяет области их поиска. Логическим решением указанной задачи является связывание примесей в неадсорбционную («транзитную») форму. Более того, задача может быть решена не обязательно существенной трансформацией вещества (например, высокозатратным и необратимым ковалентным превращением), а низкозатратным комплексным превращением в малоустойчивую временную (на период теплообмена) неадсорбционную форму.

Оценивая задачу с этих позиций, можно сразу указать области знаний, где аналогичные задачи решены разно-

образными низкозатратными способами и используются в промышленных масштабах. Это в первую очередь получение иммобилизованных биологически активных веществ и добавок, фармпрепаратов, диагностических тест-систем для здравоохранения и ветеринарии. Теоретическим основам создания таких технологий посвящены такие разделы химии как комплексонометрия, коллоидная химия, химия элементоорганических соединений и биофизика. Кроме того, для предотвращения неорганических отложений общезвестны методы химической комплексонатной обработки с помощью ОЭДФ и др. комплексонов, а также устройства электромагнитной обработки воды, приводящие к уменьшению количества центров кристаллизации и переводящих неорганику в коллоидное состояние.

На первый взгляд, решение проблемы очевидно. Однако при наличии в воде микроорганизмов ситуация кардинально меняется. Использование комплексонов и магнитной обработки может стимулировать развитие микроорганизмов с последующим проявлением эффекта их кооперации, скачкообразном нарастании и структурировании отложений. Для создания высокоэффективной технологии предотвращения отложений в любых системах водоснабжения требуется комплексный подход в воздействии на систему «Живые микроорганизмы и минеральные примеси». В прикладном аспекте требуется переориентация от постадийного дифференцированного воздействия на микроорганизмы и химические примеси к единовременному комплексному воздействию.

Ключевым и приоритетным вопросом предотвращения отложений в системах оборотного водоснабжения является борьба с биопленками микроорганизмов. Отсутствие биопленок резко снижает скорость образования отложений и сохраняет отложения в исходной структурно непреобразованной и сравнительно легко удаляемой форме. Примером этому служит обычная накипь, легко удаляемая ортофосфорной и другими кислотами. Однако наличие и рост микроорганизмов, ведут к появлению микробиологических центров ускоренной адсорбции из воды и трансформации отложений, катализируют скачкообразное нарастания как биологических, так и неорганических отложений. При этом микроорганизмы активно усваивают и трансформируют (метаболизируют) неорганические примеси, являющиеся строительным и питательным материалом для микроорганизмов, а также материалом для формирования внешнего и внутреннего термозащитных слоев (биопленочного и клеточного кортекса). Отличительной особенностью микроорганизмов является способность извлекать примеси даже из низкоконцентрированных растворов, причем практически полностью. Это находит широкое применение в ряде отраслей (например, для промышленного извлечения редкоземельных металлов). Но в случае с водоподготовкой это означает, что не достижение 100%-ной очистки воды от примесей какими-либо методами (а это практически все методы водоподготовки за исключением дистillation), микроорганизмы все равно адсорбируют примеси практически с той же скоростью накопления и трансформации.

Для решения проблемы одновременного биоцидного воздействия на микроорганизмы, разрушающего действие на биопленки и неорганические отложения, связывания примесей в неадсорбционную («транзитную») форму, а также ингибиования поверхностей металлов

разработаны препараты нанокавитанты. Препараты работают в широком диапазоне температур от 0 до 1400С (предел наблюдений).

Нанокавитанты и нанотранзиты представляют собой наночастицы - направленно-ориентированные макромолекулярные изомеры на основе высокомолекулярных, хелатных соединений и сетчатых супрамолекулярных структур с иммобилизованными на них молекулами перекиси водорода в водной буферной стабилизированной среде с катализаторами. При катализитическом распаде наночастицы-кавитанты образуют локальные зоны повышенного и пониженного давления – «зоны микровзрывов и кавитации» с разрушающим действием расклинивающего типа на биопленки с защитным кортексом, конгломераты микроорганизмов и неорганические отложения. Микробные клетки, высвобождаемые из конгломератов, уничтожаются биоцидным хелатно-перекисным комплексом, а неорганические примеси из отложений и оборотной воды переводятся в молекулярную связанный неадсорбционную форму.

Принципиальным отличием технологии от аналогов является одностадийное тройное действие препаратов – биоцидное, связывание примесей и их «транзитный»

проход через систему охлаждения без оседания, антикоррозионная обработка внутренних поверхностей оборудования и коммуникаций. По цене такой способ защиты более экономичен по сравнению с существующими технологиями. Способ и препараты внедрены на ряде предприятий России и могут применяться в атомной энергетике как для водоподготовки, так и разрушения застарелых отложений, нековалентного связывания и выделения примесей различного характера из растворов (в т.ч. низконконцентрированных).

Автор и его сотрудники продолжают развивать научные и прикладные аспекты использования нанокавитантов и будут рады сотрудничеству с заинтересовавшимися организациями и лицами. Адрес для переписки vamprod@mail.ru. Разработчики также единогласно считают, что главным аргументом, подтверждающим правоту, является прикладной результат, доведенный до промышленного внедрения. В связи с этим разработчики готовы к проведению натурных промышленных сравнительных испытаний нанокавитационной технологии с любой иной и в любых промышленных масштабах и не склонны к проведению научных дискуссий, участию в теоретических спорах и обсуждению лабораторных достижений.

Секция 1. Эксплуатация АЭС

ОЯТ, вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС НА БАЗЕ КОДА DECA ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАДИОТОКСИЧНОСТИ И ЗАПАСОВ АКТИВНОСТИ ОЯТ В ОБОСНОВАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА АЭС

Горбачева Н.В., Береснева Н.В., Кулич Н.В.
ГНУ «ОИЭЯИ-СОСНЫ» НАН Беларусь, г. Минск

Объективную количественную основу и для оценок экономических затрат при той или иной стратегии развития ЯТЦ и риска технологий по обращению с ОЯТ, связанного с возможным выходом в опасных веществ в окружающую среду, через стоимость выработки электроэнергии на АЭС и показатели радиотоксичности входящих в состав радионуклидов создают прогнозные данные по запасам актиноидов, накапливающиеся во внешнем топливном цикле.

Цель данной работы состоит в разработке рационального подхода и программных средств для прогнозирования совокупности характеристик отработавшего ядерного топлива АЭС в контексте выбора стратегии обращения с ОЯТ и обеспечения экологической безопасности внешнего топливного цикла. Методический подход реализован для прогнозирования запасов актиноидов и продуктов деления и характеристик радиотоксичности применительно к ЯТЦ Игналинской АЭС. Проведение расчетных исследований, представленных в данной работе, вызвано работами в рамках Конвенции о влиянии на окружающую среду в трансграничном контексте в связи с решением правительства Литвы о сооружении промежуточного хранилища ОЯТ на берегу озера Дрисвяты, по которому проходит государственная граница Беларусь.

Обозначенные проблемы стратегии использования топлива, экологической безопасности, как и задача формирования радионуклидного состава в процессе выгорания относятся к сложным проблемам. При разработке программного комплекса нами использованы научные подходы, носящие междисциплинарный характер: системный анализ, исследование операций, синергетика.

Код DECA: формирования радионуклидного состава в процессе выгорания ядерного топлива в тепловом реакторе

Уровень сложности и высокая цена таких математических программы, как известный код *ORIGEN*, вы-

полняющий согласованный нейтронно-физический расчет и наработку радионуклидов по широкому спектру продуктов деления и актиноидов, в практике обращения с ОЯТ вызывают необходимость искать методы, снижающие вычислительные затраты при приемлемой надежности результатов расчета радиационных характеристик. Отметим, что совокупность нейтронов и осколков деления топлива есть система многих частиц, где с одной стороны есть система многих частиц, находящихся в тепловом равновесии – нейтронный газ со случайным проявлением внутренних переменных (координат и скоростей). При выборе рационального решения проблемы сложности системы многих частиц целесообразно использовать предложенный в синергетике подход, сочетающий детальное описание на микро-уровне с феноменологическим макроуровневым описанием свойств [1]. В контексте экологических и стратегических задач ЯТЦ, где первичными являются данные по наработке радионуклидов в процессе выгорания, считаем целесообразным перейти от применения микроскопического описания нейтронной физики, и представить феноменологическое описание плотности потока нейтронов через микроскопические величины – удельную мощность и число делящихся ядер урана и плутония. Аргументом в пользу данного подхода послужила эргодическая гипотеза: в состоянии теплового равновесия средняя микроскопическая величина по статистическому ансамблю равна средней по времени. Учитывая положения эргодической гипотезы, можно перейти от пространственного распределения глубины выгорания топлива в объеме активной зоны и соответствующего ему наработка осколков деления к их средним по объему активной зоны. Условием применимости является термодинамическое равновесие и постоянное число частиц в объеме, что выполняется в макро-объемах активной зоны тепловых реакторов, где удельная мощность поддерживается на постоянном уровне.

Микро-уровневое описание целесообразно применить к внутренним переменным систем, описывающим закономерности формирования состава продуктов деления и актиноидов. Для этого представим схему радиоактивных превращений радионуклидов в ядерном топливе при нейтронном облучении взвешенным ориентированным графом $G = (V, E)$, где $V=\{v_i\}$ – множество вершин графа, $E=\{e_j\}$ – множество ребер графа. Мощность графа, r , равна сумме $p=58$ ядер актиноидов и $q=650$ продуктов деления. Математическая модель,ложенная в основу кода DECA, учитывает образование актиноидов при нейтронном облучении уранового топлива (^{238}U обогащенного по ^{235}U), выход осколков деления при делении первичного (^{235}U) и вторичного топлива (^{239}Pu и ^{241}Pu), последующие радиоактивные

превращения продуктов деления в изобарных цепочках, дополненные реакцией захвата нейтронов продуктами деления. Радионуклидный состав рассчитывается по 58 ядрам актиноидов и 650 продуктам деления, накапливающиеся в 94 изобарных цепочкам с атомными весами $A = 72\text{--}166$. Код DECA имеет встроенную базу ядерных данных, в которую вместе с ядерно- и нейтронно-физическими данными включен математический объект - граф связей $G(V, E)$, описывающий структуру генетических связей продуктов деления и актиноидов при нейтронном облучении ядерного топлива. Вышеизложенные идеи реализованы в виде инженерной математической программы DECA. Код DECA выполняет расчет концентраций и активностей актиноидов и продуктов деления, образующихся в результате выгорания ядерного топлива в реакторе на тепловых нейтронах в зависимости от продолжительности облучения, мощности реактора и глубины выгорания (язык программирования FORTRAN). Достоинствами математической модели и алгоритма кода DECA [2], обеспечивающие надежность полученных данных и возможность косвенного анализа необходимых характеристик отработавшего топлива на основе метода изотопных соотношений, являются: 1. структурно-целостное содержание графа связей, как математического объекта, корректно описывающего структуру генетических связей в соответствии со схемой нейтронно-физических превращений актиноидов и ядерно-физических превращений осколков деления. При этом учитываются сложные ветвления и замкнутые петли обратных связей в схеме радиоактивных превращений актиноидов, что позволяет методически правильно учитывать вклад изотопов Ru-239 и Ru-241 и в выгорание, и в наработку продуктов деления. При структурно-целостном описании количественные характеристики радионуклидов (активности, концентрации), а также их относительные значения для различных пар по отношению к глубине выгорания топлива имеют устойчивые корреляции; 2) рациональный алгоритм расчета, который имеет упрощенную процедуру согласованного вычисления скоростей нейтронных реакций с использованием известного комбинированно-итерационного метода [3], что сокращает число обращений к сложной математической программе расчета энергетического спектра нейтронов в реакторе в процессе расчета выгорания; 3) эффективный численный метод решения системы обыкновенных дифференциальных уравнений, основанный на аналитическом представлении решения в виде матричной экспоненты и аппроксимации этой функции рядом по степеням матрицы, с использованием технологии разреженных матриц для систем дифференциальных уравнений большой размерности.

2. Код CUB: имитация процедуры обращения с ОЯТ Игналинской АЭС на промежуточном этапе хранения

Отметим особенность режима перегрузки топлива реакторов РБМК, при котором извлечение из реактора топливных сборок, выработавших требуемое количество энергии, осуществляется непрерывно без останова

реактора. Тогда активность топлива в n -ой ОТВС в некоторый момент времени t_k в будущем определяется изменением активности по совокупности продуктов деления и актиноидов в зависимости от продолжительности выдержки ОТВС (разностью между моментом времени t_k и временем извлечения n -ой ОТВС из реактора). Режим непрерывной перегрузки топлива в РБМК-1500 приводит к тому, что при размещении ОТВС в хранилище имеет место разброс данных о времени выдержки ОТВС и, соответственно, активности топлива в каждой из 16800 ОТВС, выгруженных из энергоблоков №1 и №2 ИАЭС. Из-за этого расчет запасов активности по каждому радионуклиду и динамики снижения активности при хранении составляет достаточно трудоемкую проблему: необходимо учесть вклад в суммарную активность ОТВС по всем наработанным радионуклидам с учетом времени выдержки каждой из отработавших топливных сборок. Для решения задачи оценки запасов активности радионуклидов, аккумулирующихся во внешнем топливном цикле АЭС, нами разработана имитационная модель процесса формирования запасов при размещении ОЯТ на хранение в промежуточном хранилище ОЯТ. Неопределенность по срокам выгрузки и размещения индивидуальной ОТВС из числа обработавшихся при снятии с эксплуатации ИАЭС, дает нам основание рассматривать процедуру извлечения с ОЯТ случайным процессом на интервале $[t_A, t_B]$ - времени эксплуатации энергоблоков №1 и №2 ИАЭС. В результате параметр, характеризующий Длительность выдержки $\Theta_n = t - t_n$ каждой из N ОТВС, выгруженных из энергоблоков ИАЭС и уровень активности r - радионуклида $A^r(\Theta_n)$ в n -ой ОТВС в интересующий момент времени t_p , является случайной величиной. С помощью уравнения (1) строим соответствующую выборку $A_r(\Theta_n)$ значений активности r -радионуклида в момент времени Θ_n . Размер выборки принимает значение N , равное числу ОТВС, наработанных на АЭС. Для formalизации случайного процесса формирования запасов ОЯТ в хранилище использован метод статистического моделирования с использованием процедур Монте-Карло, с помощью которого реальная последовательность моментов выгрузки ОТВС моделируется равномерной случайной выборкой значений на интервале $[t_A, t_B]$ [4].

Суммарная активность по сумме радионуклидов всей массы отработавшего топлива в некоторый момент t_p определяется по следующей формуле:

$$A(t_p) = \sum_{n=1}^N \sum_{r=1}^R A^r(t_p - t_n) = \\ = \sum_{n=1}^N \sum_{r=1}^R \left[A^r(t_p - t_n) \cdot \exp\left(-\frac{\ln 2}{T_{1/2}}(t_p - t_n)\right) \right] \quad (1)$$

где $T_{1/2}$ – период полураспада r -го нуклида

Вышеизложенные идеи реализованы на языке FORTRAN в виде программного блока CUB, выполняющего имитацию процедуры обращения с ОЯТ во внешнем топливном цикле при размещении отработавших топливных сборок на хранение в ПХОЯТ.

3. Расчетные исследования показателей потенциальной опасности ОЯТ ИАЭС

Хозяйственная деятельность, планируемая в период времени 2010-2171 годов на площадке Игналинской АЭС при снятии станции с эксплуатации, состоит в процедуре выгрузки отработавших топливных сборок (ОТВС) из энергоблоков, постепенном размещении в хранилище и эксплуатации ПХОЯТ на этапе промежуточного хранения. Существенно, что отработанное ядерное топливо РБМК-1500, и это установлено в Литве законодательно, является радиоактивными отходами, неподлежащими переработке. Из информации, предоставленной в отчете ОВОС ИАЭС литовской стороной при обсуждении отчета в рамках Конвенции о воздействии на окружающую среду в трансграничном контексте [5,6] следует, что на Игналинской АЭС, кроме стандартного топлива обогащением 2,0% по ^{235}U , использовалось новое уран-эрбьевое топливо с обогащением 2,6% – 2,8% и средней глубине выгорания 3000 МВт·сут/кгU. В таблице 1 приведены данные по количеству ОТВС с различным видом топлива по начальному обогащению и глубине выгора-

ния, использованному в топливном цикле на энергоблоках (ЭБ) №1 и №2 ИАЭС за период эксплуатации 1983-2010 гг. Общее количество размещаемых в ПХОЯТ ОТВС, согласно данным ОВОС составит 16800 единиц. Для топлива с начальным обогащением 2% по ^{235}U , выгоранием 2573 МВт/ТВС расчет полного изотопного состава и активности выполнен по программе DECA. Результаты расчетов активности основных долгоживущих радионуклидов в ТВС на момент выгрузки из реактора и на через 5 лет хранения в бассейне выдержки представлены в таблице 2. Для усовершенствованного топлива с обогащением 2,8% использованы данные, полученные в Литовском энергетическом институте (ЛЭИ) с помощью кода ORIGEN.

В результате проведенного с помощью разработанных программных средств имитационного моделирования внешнего топливного цикла ИАЭС при снятии с эксплуатации получены оценки запасов изотопов plutonia, малых актиноидов и экологически опасных долгоживущих радионуклидов на момент останова энергоблока №2 и в процессе хранения в ПХОЯТ до 2010 г. Результаты приведены в таблице 3.

Таблица 1. Технические характеристики ОТВС ЭБ №1 и №2 ИАЭС [3,4]

Количество ОТВС и сроки выгрузки					
Энергоблок №1	~6000 ед. 1986-1998 г.г.	~1100 ед. 2000-2005 г.г.	~1400 ед. 2002-2005 г.г.		
Энергоблок №2	~2900 ед. 1990-1997 г.г.	~2400 ед. 1998-2010 г.г.	~3000 ед. 2001-2010 г.г.		
Обогащение по ^{235}U	2,0	2,1	2,4	2,6	2,8
Количество ОТВС	8500	400	3500	2000	2400
Среднее выгорание, МВт·сут/кг	1900	1700	2500	2700	3000

Таблица 2 . Активность радионуклидов в ТВС (выдержка 5 лет)

Радионуклиды	Обогащение 2,0 %, DECA	Обогащение 2,8%	Радионуклиды	Обогащение 2,0 %, DECA	Обогащение 2,8%,
^{85}Kr	$2,31 \cdot 10^{13}$	$1,01 \cdot 10^8$	^{236}U	$0,704 \cdot 10^9$	-
^{93}Zr	$5,3 \cdot 10^9$	$2,49 \cdot 10^{10}$	^{237}Np	$5,2 \cdot 10^8$	$6,90 \cdot 10^8$
^{94}Nb	$2,6 \cdot 10^5$	$2,93 \cdot 10^{13}$	^{238}Pu	$2,97 \cdot 10^{12}$	$5,09 \cdot 10^{12}$
^{90}Sr	$1,91 \cdot 10^{14}$	$2,47 \cdot 10^{14}$	^{239}Pu	$6,33 \cdot 10^{11}$	$6,82 \cdot 10^{11}$
^{99}Tc	$4,0 \cdot 10^{14}$	-	^{240}Pu	$1,87 \cdot 10^{12}$	$1,96 \cdot 10^{12}$
^{106}Ru	$4,53 \cdot 10^{13}$	$5,09 \cdot 10^{13}$	^{241}Pu	$1,99 \cdot 10^{14}$	$2,48 \cdot 10^{14}$
^{125}Sb	$5,64 \cdot 10^{13}$	$7,43 \cdot 10^{12}$	^{242}Pu	$7,02 \cdot 10^9$	-
^{129}I	$9,1 \cdot 10^7$	$1,45 \cdot 10^8$	^{241}Am	$1,77 \cdot 10^{12}$	$2,62 \cdot 10^{12}$
^{134}Cs	$6,81 \cdot 10^{13}$	$7,95 \cdot 10^{13}$	^{242m}Am	$9,32 \cdot 10^9$	$1,29 \cdot 10^{10}$
^{135}Cs	$9,21 \cdot 10^8$	-	^{243}Am	$4,07 \cdot 10^{10}$	$6,03 \cdot 10^{10}$
^{137}Cs	$2,82 \cdot 10^{14}$	$3,44 \cdot 10^{14}$	^{242}Cm	$5,23E+09$	$6,94 \cdot 10^{10}$
^{144}Ce	$3,04 \cdot 10^{13}$	$3,55 \cdot 10^{13}$	^{243}Cm	$3,73 \cdot 10^{10}$	$3,15 \cdot 10^{10}$
^{154}Eu	$1,82 \cdot 10^{13}$	$9,64 \cdot 10^{12}$	^{244}Cm	$1,63 \cdot 10^{12}$	$4,82 \cdot 10^{12}$
^{155}Eu	$5,67 \cdot 10^{12}$	$4,11 \cdot 10^{12}$			

Таблица 3. Активность и масса изотопов plutonia, америция и кюрия в отработавшем топливе ИАЭС в начале с эксплуатации и в конце срока хранения в ПХОЯТ

Радионуклид	2010 г		2114 г	
	Активность, Бк	Масса, кг	Активность, Бк	Масса, кг
Pu238	$0,564 \cdot 10^{17}$	$8,68 \cdot 10^4$	$2,484 \cdot 10^{16}$	$3,94 \cdot 10^4$
Pu239	$1,083 \cdot 10^{16}$	$4,76 \cdot 10^6$	$1,08 \cdot 10^{16}$	$4,75 \cdot 10^6$
Pu240	$0,3165 \cdot 10^{17}$	$3,767 \cdot 10^6$	$0,3008 \cdot 10^{17}$	$3,572 \cdot 10^6$
Pu-241	$2,742 \cdot 10^{18}$	$0,729 \cdot 10^6$	$1,917 \cdot 10^{16}$	$1,509 \cdot 10^4$
Am241	$0,6687 \cdot 10^{17}$	$5,28 \cdot 10^5$	$1,3624 \cdot 10^{17}$	$1,075 \cdot 10^6$
Cm244	$3,17 \cdot 10^{16}$	$1,0606 \cdot 10^4$	$0,663 \cdot 10^{15}$	$0,22 \cdot 10^3$

3. Характеристики радиотоксичности отработавшего ядерного топлива РБМК-1500 Игналинской АЭС

Как было отмечено выше, на ИАЭС начиная с 1995 года применялось новое топливо с повышенным обогащением по ^{235}U 2,4% - 2,8%. На этапе промежуточного хранения в ПХОЯТ и на заключительном этапе хранения, более высокой глубиной выгорания может не только потребовать повышенной радиационной защиты и необходимость более продолжительного хранения, но и вызвать более высокий уровень экологического воздействия в случае выхода радионуклидов в окружающую среду по сравнению со стандартным топливом. Более наглядной характеристикой радиологической опасности отходов, чем активность, является радиотоксичность топлива по воде и воздуху, так как показывает не только уровень опасности воздействия, но и является характеристикой путей, по которым переносится данный нуклид от источника к человеку (воздушным или водным путем).

Радиотоксичность RT_n n-го радионуклида по воздуху или воде определяется по формуле:

$$RT_n^{a,i}(t) = A_n(t) / DA_n^{a,i} \quad (2)$$

где $A_n(t)$ - удельная активность n-го радионуклида, содержащегося в тонне отработавшего топлива;

Таблица 4. Радиотоксичность 1 т ОЯТ РБМК-1500 с обогащением 2% по ^{235}U

Время, годы	Радиотоксичность по воздуху, 10^{15} м^3			Радиотоксичность по воде, $10^{15}, \text{ кг}$		
	Актиноиды	Продукты деления	Всего	Актиноиды	Продукты деления	Всего
10	32,79	0,655	32,14	4,4	0,491	4,89
1000	12,3	$0,155 \cdot 10^{-4}$	12,31	0,058	$0,242 \cdot 10^{-5}$	0,058
10000	3,59	$0,151 \cdot 10^{-4}$	3,60	0,016	$0,237 \cdot 10^{-5}$	0,016
300000	0,0138	$0,075 \cdot 10^{-4}$	0,0138	$6,27 \cdot 10^{-5}$	$0,143 \cdot 10^{-5}$	$6,4 \cdot 10^{-5}$

Таблица 5. Радиотоксичность 1 т ОЯТ РБМК-1500 с обогащением 2,8% по ^{235}U

Время, годы	Радиотоксичность по воздуху, $10^{15}, \text{ м}^3$			Радиотоксичность по воде, $10^{15}, \text{ кг}$		
	Актиноиды	Продукты деления	Всего	Актиноиды	Продукты деления	Всего
10	47,34	0,805	48,14	5,5	0,617	6,117
1000	14,3	$0,442 \cdot 10^{-4}$	14,30	$6,19 \cdot 10^{-2}$	$0,747 \cdot 10^{-5}$	0,619
10000	3,82	$0,388 \cdot 10^{-4}$	3,82	$1,7 \cdot 10^{-2}$	$0,674 \cdot 10^{-5}$	0,017
300000	0,0217	$0,102 \cdot 10^{-4}$	0,0217	$9,88 \cdot 10^{-5}$	$0,3 \cdot 10^{-5}$	$1,02 \cdot 10^{-4}$

Заключение

В данной работе представлен методический подход и разработаны программные средства для прогнозирования характеристик потенциальной опасности ядерного топлива во внутреннем и внешнем топливном цикле АЭС. Код DECA выполняет моделирование выгорания ядерного топлива и расчет наработки продуктов деления и актиноидов в реакторе на тепловых нейтронах. Код CUB проводит имитационное моделирование процедуры формирования запасов нуклидов, накапливающихся в ЯТЦ при разных стратегиях обращения с ОЯТ. Представленные программные средства позволяют на основе прогноза по ценным делящимся нуклидам и радиологически опасным продуктам, образующимся во внешнем топливном цикле АЭС, планировать оптимальную стратегию обращения с ОЯТ.

$DA_n^{a,i}$ - предельно допустимая активность этого радионуклида в воде (индекс «а») или в воздухе (индекс «и»). Радиотоксичность единичной массы отходов в рассматриваемый промежуток времени определяется суммой парциальных характеристик радиотоксичности по каждому радионуклиду, входящему в состав РАО.

Расчетное исследование радиотоксичности по воздуху и по воде продуктов деления и актиноидов ОЯТ РБМК1500 проведено для двух основных видов используемых на ИАЭС топлива - с обогащением 2,0% и 2,8% по ^{235}U (таблицы 2,3). Значения $DA_i^{a,i}$ по воздуху и по воде (уровни вмешательства) взяты из радиационногигиенических стандартов Беларусь (Нормы радиационной безопасности-2000).

Сопоставление радиотоксичности стандартного топлива и нового уран-эрбьевого с обогащением 2,8% показало, что в начале хранения радиотоксичность по воздуху и по воде нового топлива с выгоранием 3268 МВт·сут/ТВС не слишком заметно превосходит радиотоксичность стандартного топлива с выгоранием 2573 МВт·сут/ТВС. Различия начинают проявляться уже после 50 лет хранения. Так, радиотоксичность уран-эрбьевого топлива по воздуху и по воде превосходит, соответственно, в 1,34 и 1,26 раз аналогичные показатели стандартного топлива.

Список литературы

- Хакен, Г. Информация и самоорганизация. Макроскопический подход к сложным системам / Г. Хакен. - М.: Мир, 1991. – 240 с.
- Н. В. Горбачева, Н. В. Береснева, Н. В. Кулич, Скурат В. В. // Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР: Материалы 6-й МНТК, 26-29 мая 2009 г. (CD)/ОКБ Гидропресс, г. Подольск – 9с.
- Герасимов А.С., Зарицкая Т.С., Рудик А.П. Справочник по образованию нуклидов.-М.: Энергоатомиздат, 1989. – 575 с.
- Вентцель, Е.С. Исследование операций. – М.: Наука, 1972. – 552 с.
- Промежуточное хранение ОЯТ РБМК1500 с блоков 1 и 2 Игналинской АЭС/Отчет по ОВОС. Консорциум GNS_RWE NUKEM GMBH, ЛЭИ, 16 ноября 2006 г.
- Шевалдин, В.Н., Опыт использования уран-эрбьевого топлива на Игналинской АЭС// Атомная энергия. – 1998. – Т.85. – Вып.2. – С. 91–96.

КОНЦЕПЦИЯ СОЗДАНИЯ ТРАНСПОРТНОГО УПАКОВОЧНОГО КОМПЛЕКТА ДЛЯ БЕЗОПАСНОГО ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ОТВС РЕАКТОРОВ ВВЭР-1000 С УВЕЛИЧЕННОЙ МАССОЙ И ГЛУБИНОЙ ВЫГОРАНИЯ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА

Барченков И.А., Долбищев С.Ф., Кожаев Л.Н., Матвеев В.З., Моренко А.И., Попов Ш.К., Рябов А.А., Соловьёв В.П., Сорокин В.А., Чернышёв А.К.
ФГУП «Российский федеральный ядерный центр - Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики», г. Саров

1. Введение

На повестку дня выдвинута приоритетная задача по решению проблемы хранения и вывоза на переработку отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) реактора типа ВВЭР-1000 с увеличенной массой ядерного топлива и глубиной выгорания на основе транспортно-упаковочного комплекта (ТУК), отвечающего современным требованиям по безопасности и по своим характеристикам не уступающего аналогичным разработкам ведущих зарубежных фирм.

2. Концептуальные положения

2.1 Новая разработка ТУК должна отвечать современным требованиям и иметь технические характеристики, конкурентоспособные с лучшими образцами аналогичной продукции.

2.2 ТУК должен отвечать следующим требованиям:

а) соответствовать «Правилам безопасности при транспортировании радиоактивных материалов НП-053-04» к упаковкам типа В(У) с делящимися материалами с учётом Правил МАГАТЭ ST-1;

б) вместимость ТУК – не менее 20 ОТВС (любой номенклатурной модификации) реактора ВВЭР-1000. Усреднено каждая ОТВС с массой урана 450кг (обогащение до 5%), глубиной выгорания до 70 ГВт·сут/тU и остаточным энерговыделением до 2 кВт. Суммарное остаточное энерговыделение 20 ОТВС – не более 40 кВт.

Радиационные параметры ОТВС приведены в таблице 1.

Таблица 1

Параметр	выдержка 4 года, энерговыработка - 50 ГВт·сут/tU	выдержка 5 лет, энерговыработка - 60 ГВт·сут/tU	выдержка 6 лет, энерговыработка - 70 ГВт·сут/tU
Интенсивность гамма-квантов, квант/с	$5,98 \cdot 10^{15}$	$6,07 \cdot 10^{15}$	$6,11 \cdot 10^{15}$
Интенсивность нейтронов, н/с	$4,59 \cdot 10^8$	$9,22 \cdot 10^8$	$1,97 \cdot 10^9$
Энерговыделение, кВт	1,68	1,78	1,99

Примечание. Данные по ОТВС приведены для усреднённой ОТВС на основе рассмотрения перечня всех модификаций ОТВС с их характеристиками, приведённого в отраслевом стандарте ОСТ 95 745-2005 и данных АЭС (Балаковской, Волгодонской, Калининской и Нововоронежской). Весь массив характеризуется сле-

дующими параметрами: начальное обогащение – от 3,6 до 5% по урану-235; масса топлива – от 490 до 525кг диоксида урана; планируемая энерговыработка – до 70 ГВт·сут/tU;

в) габаритно-массовые характеристики ТУК должны обеспечивать возможность транспортирования его железнодорожным транспортом в габаритах подвижного состава 02-ВМ ГОСТ 9238-83 с учётом существующей в настоящее время транспортно-технологической цепочки обращения с ОЯТ АЭС;

г) ТУК должен быть оборудован устройствами технологического и эксплуатационного назначения (устройств, обеспечивающих подачу/удаление воды, осушку внутренней полости, контроль герметичности уплотнений без вскрытия контейнера, вакуумирование и заполнение полости инертным газом, измерение температуры внутри контейнера), которые совместимы с существующей технологией загрузки-выгрузки;

д) проектирование ТУК проводить на основе использования базы отечественных конструкционных материалов, освоенных промышленностью, а также находящихся в стадии внедрения в производство;

е) срок службы ТУК – 50 лет.

3. Конструктивно-компоновочные решения

3.1 ТУК состоит из следующих основных составных частей:

- корзины, служащей для ядернобезопасного размещения 20 ОТВС в контейнере.

Корзина выполнена по схеме, не имеющей аналогов (см. рисунок 1), из шестиугольных труб. Материал корзины – алюминиевый сплав АМг6, при этом с целью обеспечения радиационной безопасности часть граней облицована накладками, содержащими аморфный бор;

- контейнера (см. рисунок 2), выполненного из двух обечайек, приваренных к нижнему комингсу с днищем и верхнему комингсу, имеющему горловину с загрузочным отверстием. Между обечайками размещена вставка из металла высокой плотности и теплопроводности. Материал внутренней обечайки, комингсов и днища – нержавеющая сталь, наружной обечайки – низколегированная сталь, вставки – медь;
- на наружной обечайке, днище и внутренней крышке установлена нейтронная защита из силоксанового каучука типа КЛ-1505 с добавкой 1% бора;

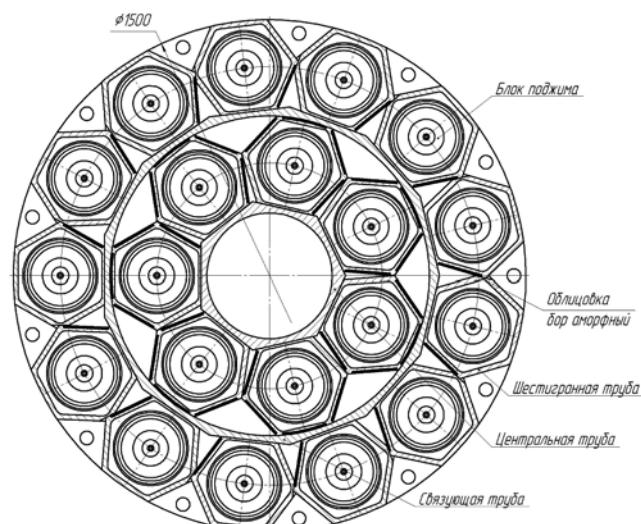


Рис. 1. Конструктивная схема корзины

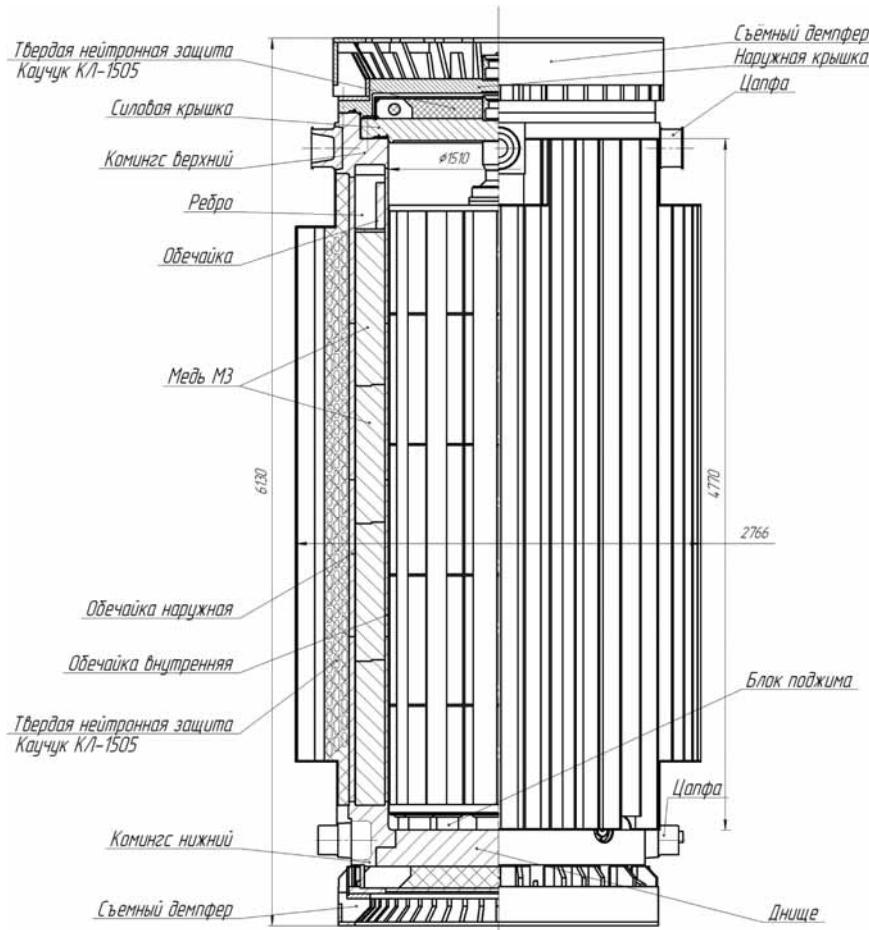


Рис. 2. Конструктивная схема ТУК для 20 ОТВС ВВЭР-1000

- в качестве теплоотводящих и рассеивающих тепло элементов используются рёбра V-образной формы (см. рисунок 3), расположенные вдоль корпуса. В зоне нейтронной защиты стенки рёбер перфорированы. Материал рёбер-биметалл (медь и нержавеющая сталь). Рёбра выполняют также роль демпферов.
- нижний комингс имеет две цапфы, смещённые вдоль поперечной оси контейнера. Цапфы предназначены для кантования и опоры ТУК при транспортировке.

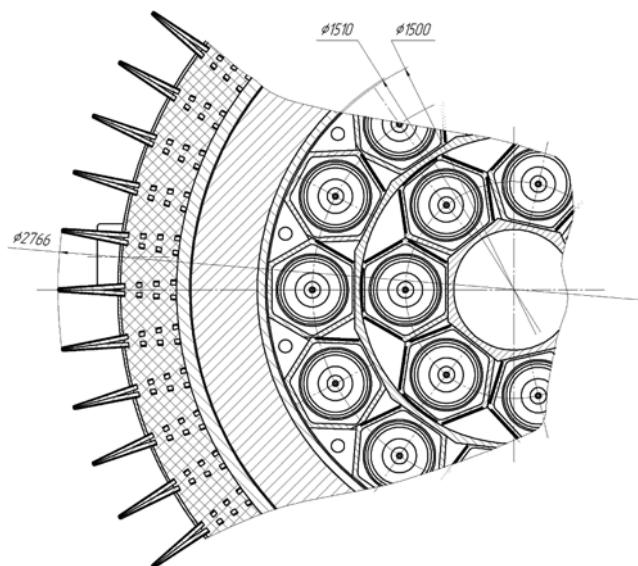


Рис. 3. Поперечное сечение ТУК

ния. На торцовой поверхности комингса установлен съёмный демпфер. Материал демпфера – нержавеющая сталь;

- верхний комингс имеет горловину, на торцовых поверхностях которой выполнены посадочные места, предназначенные для установки крышек: внутренней силовой и наружной (см. рисунок 4). Каждая крышка имеет узел для дистанционного соединения с грузоподъёмным устройством. На наружной крышке

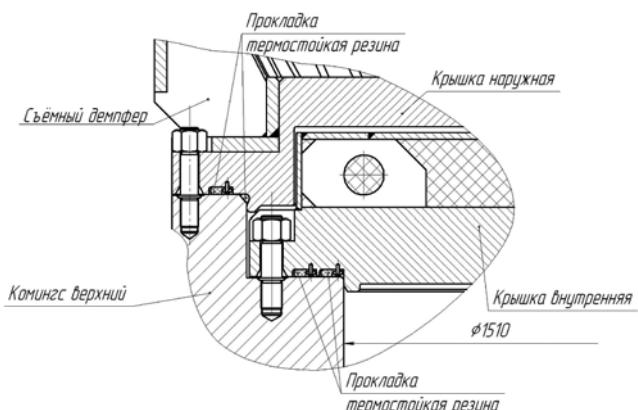


Рис. 4. Крепление крышек на контейнер

ке установлен съёмный демпфер. Материал крышек и демпфера — нержавеющая сталь. На боковой поверхности комингса равномерно расположены четыре цапфы, служащие для подъёма, кантования и опоры ТУК при транспортировании.

4. Габаритно-массовые и технические характеристики

4.1 Габаритно-массовые характеристики ТУК (см. рисунок 5) приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование параметра	Значение параметра
Длина (высота) ТУК, мм	6130
Наружный диаметр ТУК, мм	2770
Проходной диаметр загрузочного отверстия, мм	1510
Масса корзины, кг	4200
Масса корзины с 20 ОТВС, кг	18800
Масса силовой (внутренней) крышки, кг	4000
Масса наружной крышки, кг	3200
Масса контейнера с корзиной, т	110
Масса загруженного 20 ОТВС ТУК, т (масса одной ОТВС ≈ 730кг)	не более 125

Таблица 3

Наименование параметра	Значение параметра
Тип упаковки	B(U)
Вместимость корзины (чехла): — количество ОТВС, шт.	20
Глубина выгорания ОЯТ, ГВт·сут/тU	70
Мощность остаточного энерговыделения, кВт	не более 40
Температура оболочек ТВЭЛОВ при транспортировании, °C	не более 300
Мощность эквивалентной дозы излучения, мЗв/ч (мбэр/ч): — при нормальных условиях эксплуатации: 1) на боковой поверхности ТУК, 2) на расстоянии 2м от боковой поверхности ТУК 3) на поверхности днища 4) на расстоянии 2м от днища 5) на поверхности наружной крышки на расстоянии 2м от поверхности наружной крышки	0,36 (36) 0,1 (10) 0,32 (32) 0,1 (10) 0,16 (16) 0,04 (4)
Температура легко доступной поверхности ТУК: 1) автономно с учетом инсоляции, °C 2) при транспортировании в вагоне, °C	82,7 82,2
Теплоноситель в контейнере	инертный газ (гелий)
Охлаждение контейнера	естественное
Нейтронная защита	силиксановый каучук КЛ-1505
Коэффициент перегрузки в аварийных ситуациях: — на контейнер — на корзину с ОТВС	40–130 50–140

5. Расчётное сопровождение

5.1 Расчёт радиационной безопасности для ТУК проводился методом Монте-Карло по программному комплексу С-95. Результаты расчёта радиационной безопасности приведены в таблице 3. Согласно нормам НП-053-04 максимальная мощность эффективной дозы (МЭД) в нормальных условиях эксплуатации на поверхности ТУК не должна превышать 2мЗв/ч, в условиях исключительного использования — 10мЗв/ч. Как видно из результатов, представленных в таблице 2, это условие выполняется.

4.2 Технические характеристики ТУК (см. рисунок 5) приведены в таблице 3.

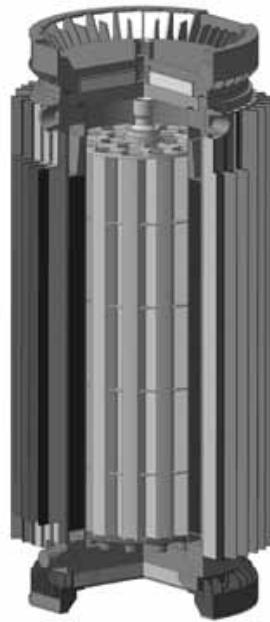


Рис. 5. Общий вид ТУК-1000/20

Также выполняются нормы по МЭД на поверхности транспортного средства и в двух метрах от его боковой поверхности — соответственно не более 2мЗв/ч и 0,1мЗв/ч.

5.2 Расчёт ядерной безопасности проводился по программному комплексу С-95 с нейтронными константами библиотеки ENDF-BVI. Статическая погрешность в расчётах менее 0,1%. ТУК окружён отражателем из воды толщиной 200мм.

В нормальных условиях эксплуатации рассмотрена штатная загрузка 20 ОТВС 5% обогащения. Полученное значение $K_{\text{эфф}} = 0,249$.

В аварийных ситуациях рассмотрено заполнение полостей ТУК водой:

- полное заполнение водой. Полученное значение $K_{\text{эфф}} = 0,751$;
- ситуация, когда вода в ОТВС и чехловых трубах существует, а между чехловыми трубами её нет. Полученное значение $K_{\text{эфф}} = 0,902$.

Таким образом, нормы НП-053-04 по ядерной безопасности для ТУК с 20 ОТВС ВВЭР-1000 выполняются.

5.3 Проведены расчетные оценки теплового состояния ТУК при хранении и транспортировании ОЯТ. Целью расчетов была оценка соответствия конструкции ТУК требованиям правил безопасности при транспортировании радиоактивных материалов НП-053-04 и правилам МАГАТЭ. Расчеты теплового состояния ТУК проводились с использованием программного комплекса AJAH разработки КБ-1 ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ». Согласно данным расчётов требования к ТУК-1000/20 в части теплового состояния выполняются. Основные результаты расчетов представлены в таблице 3.

5.4 Проведены расчеты ударопрочности и термо прочности.

Для проведения расчётов разработан ряд компьютерных моделей ТУК. Для расчетов динамического деформирования компьютерная модель включает все основные силовые элементы конструкции: обечайки, крышки, демпферы, наиболее ответственные сварные швы, фланцы, крепежные элементы. Проведены расчеты 5 различных вариантов падения контейнера ТУК с высоты $H=9$ м на жесткую преграду.

Результаты расчетов показывают следующее:

- перегрузки контейнера лежат в диапазоне 40 - 130 ед., перегрузки корзины с ОТВС составляют 50 - 140 ед.;
- максимальные деформации демпфирующих элементов контейнера составляют 50-110%, что указывает на возможность их локального повреждения. Однако работоспособность демпферов в целом сохраняется;
- максимальные деформации силовых сварных швов контейнера не превышают 1%. Все силовые сварные швы сохраняют прочность;
- внутренний герметизирующий стык контейнера деформируется в упругой области. Герметичность конструкции сохраняется.

Статические расчеты при нагреве контейнера от 20°C до 500°C показывают, что все элементы контейнера сохраняют свою прочность.

5.5 Проведены расчёты допустимых уровней утечек радиоактивного содержимого (радионуклиды: криптон-85, тритий, цезий-134, цезий-137). Расчётное обоснование герметичности ТУК проведено для нормальных и аварийных условий перевозки на основе результатов тепловых и прочностных расчётов.

Согласно результатам расчётов, потери радиоактивного содержимого составляют:

- в нормальных условиях перевозки за один час не более $2,809 \cdot 10^5$ Бк, что соответствует ≈4,6 % от значения $10^{-6} A_2$, составляющего $6,099 \cdot 10^6$ Бк;
- в аварийных условиях перевозки за одну неделю не более $1,968 \cdot 10^{10}$ Бк, что соответствует ≈0,03 % от значения A_2 , составляющего $6,225 \cdot 10^{13}$ Бк.

Это указывает на достаточность конструктивных решений по обеспечению соответствия ТУК требованиям «Правил НП-053-04» по герметичности.

6. Технико-экономические показатели

6.1 Ориентировочная стоимость изготовления опытного образца ТУК на заводе единичного производства составит ≈ 87 млн. руб., из них: стоимость материалов ≈ 48,5 млн. руб.; ориентировочные трудозатраты – 53000ч/часов.

Стоимость ТУК при серийном изготовлении находится в диапазоне от 2 до 2,5млн. долларов.

7. Заключение

7.1 Определены концептуальные положения создания транспортного упаковочного комплекта для безопасного транспортирования ОТВС реакторов

ВВЭР-1000 с увеличенной массой и глубиной выгорания топлива.

7.2 Выполнена схемно-конструкторская проработка ТУК, предназначенного для перевозки 20 ОТВС ВВЭР-1000 любой номенклатурной модификации, со следующими параметрами каждой ОТВС: масса урана — 450кг (обогащение 5%), глубиной выгорания — до 70ГВт·сут/тU и остаточное энерговыделение до 2кВт.

В результате проработки проведен обоснованный выбор материалов конструкции контейнера и корзины.

7.3 Выпущена конструктивно-компоновочная схема ТУК, на основании которой с учётом концептуальных положений проведены следующие расчеты: радиационной и ядерной безопасности; тепловой; прочностной; утечек радиоактивного содержимого.

7.4 По техническим и эксплуатационным характеристикам ТУК в полном объёме отвечает требованиям «Правил безопасности при транспортировании радиоактивных материалов НП-053-04», предъявляемым к упаковкам типа В(У) с делящимися материалами, и требованиям «Правил безопасной перевозки радиоактивных материалов МАГАТЭ (редакция 2005 года) № ST-1».

ТУК может быть использован для транспортирования и хранения ОЯТ реакторов типа ВВЭР-1000 российских и зарубежных АЭС, построенных по российским проектам.

7.5 Габаритно-массовые характеристики ТУК позволяют перевозить его железнодорожным транспортом в габаритах подвижного состава 02-ВМ ГОСТ 9238-83 с учётом существующей транспортно-технологической цепочки обращения с ТУК типа ТУК-13. Например, возможна перевозка ТУК в вагон-контейнере ТК-13 с незначительной доработкой опорно-укладочных для груза элементов вагона.

7.6 ТУК соответствует условиям обращения на АЭС и условиям приёмки отработавших ТВС на заводе регенерации – они идентичны условиям для ТУК-13.

7.7 На основе разработанной концепции возможен вариант исполнения ТУК для транспортирования ОЯТ реакторов РБМК-1000 (чехол со 144 ампулами с ОЯТ как у ТУК-109), при этом, как показывают предварительные проработки, значительно сокращаются габаритно-массовые характеристики ТУК (длина ≈ 5120мм, диаметр не более 2550мм, масса ТУК, загруженного ОЯТ не более 100т.). Предполагаемая стоимость ТУК не превысит 45млн. рублей.

Литература

1. Ш.К.Попов, Вариационное уравнение нестационарной теплопроводности и его решение с использованием изопараметрических конечных элементов. Вычислительные процеду-

ры, Депонированная рукопись, п/я А-1420, МРС ТТЭ, серия 0, выпуск 11, 1981.

2. Комплекс программ AJAX. Паспорт, инв. 1778/05, 1998.

3. С. Кутателадзе, Теплопередача и гидродинамическое сопротивление, Справочное пособие, Москва, Энергоатомиздат, 1990.

4. The 12th International Conference on the Packaging and Transportation of Radioactive Materials. PATRAM 98, Paris, France, May 10-15, 1998.

5. The 14th International Symposium on the Packaging and Transportation of Radioactive Materials. PATRAM 2004, Berlin, Germany, Sept. 20-24, 2004.

6. Исследование герметичности уплотнений МБК. Отчет, НПО «Радиевый институт им. В. Г. Хлопина», С.-Петербург, 1997.

7. Маршалкин В.Е., Повышев В.М., Расчетно-теоретическое обеспечение оценок радиационной, тепловой и ядерной безопасности обращения с облученным ядерным топливом: отчет о НИР/ВНИИЭФ, 2003.

МЕТОД СКВОЗНОГО РАСЧЕТА ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ УКХ-109 НА ЭТАПАХ ТЕРМОСТАТИРОВАНИЯ, ЗАГРУЗКИ, ВАКУУМНОГО ОСУШЕНИЯ И ДЛИТЕЛЬНОГО ХРАНЕНИЯ

Беспалов В.Н.

ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Карякин Ю.Е., Федорович Е.Д.

СПбГПУ

Проблема хранения ОЯТ стала одной из самых актуальных в атомной энергетике Российской Федерации. Суммарные емкости существующих хранилищ без проведения дополнительных мероприятий по уплотнению не способны принять на длительное хранение все ОЯТ, которое накопилось за годы эксплуатации атомных станций.

Для решения этой сложнейшей технической и экологической проблемы Минатомом России была принята концепция перевода ОЯТ атомных станций на длительное сухое хранение, включающее в себя две взаимодополняющие схемы:

- хранение и транспортирование топлива в двухцелевых металлобетонных контейнерах;
- централизованное размещение в сухом хранилище камерного типа на Красноярском ГХК.

При реализации сухого способа хранения ОЯТ РБМК используются транспортно-упаковочные комплекты ТУК-109, разработанные на основе металлобетонного контейнера. Параллельно с совершенствованием конструкции МБК и созданием сквозной технологии подготовки ОЯТ к сухому контейнерному хранению происходит создание расчетных методов, позволяющих проводить обоснование технологических режимов и выбирать их оптимальные параметры.

В настоящее время в ОАО «Концерн Росэнергоатом» проводится работа по инвентаризации и оценке методик и программных кодов, предназначенных для сквозного расчета температурного состояния ОТВС на всех этапах их местонахождения, начиная от бассейна выдержки и до их размещения в сухих хранилищах.

В развитие этого направления в СПбГПУ был создан алгоритм сквозного расчета тепловых процессов, происходящих в УКХ-109 на всех этапах подготовки

ОЯТ РБМК к сухому контейнерному хранению, включая терmostатирование контейнера, его загрузку, подготовку к осушению, вакуумное осушение, переход к длительному хранению, период длительного хранения (несколько десятков лет).

Алгоритм сквозного расчета тепловых процессов контейнера УКХ-109 при подготовке ОЯТ к сухому контейнерному хранению

В процессе подготовки к длительному хранению ОЯТ РБМК после выгрузки ОТВС из БВ проходит следующие технологические операции:

- разделку ОТВС на два пучка твэлов и загрузку их в ампулы;
- терmostатирование МБК;
- загрузку ампул в МБК;
- герметизацию контейнера;
- вакуумную осушку контейнера;
- транспортировку контейнера в помещение «сухого» контейнерного хранилища и установку его на длительное хранение.

Алгоритм сквозного расчета процессов тепломассообмена в контейнере с ОЯТ реализован в виде единого нестационарного алгоритма последовательного численного моделирования перечисленных выше этапов, начиная от загрузки ПТ в ампулы и заканчивая длительным хранением ОЯТ РБМК на площадке АЭС. Результаты расчетов каждого предыдущего этапа являются начальными условиями для расчета последующего этапа. Разработанный алгоритм имеет блочно-модульную структуру, в которой каждая часть или блок отвечает за воспроизведение того или иного механизма переноса тепла.

Теплофизическое состояние элементов конструкции контейнера описывается уравнениями нестационарной теплопроводности для каждого из составляющих его тел (твэлов, ампул, чехла и корпуса контейнера). Граничные условия по лучистому и конвективному теплообмену формируются на каждом временном шаге. Из уравнения теплового баланса при расчете процесса вакуумной осушки определяются параметры парогазовой среды и воды в контейнере и в ампулах с учетом генерации и конденсации пара. Расчет параметров среды в парогазовом объеме МБК ведется с учетом пара, поступающего из ампул.

Особое внимание уделяется расчету лучистого теплообмена, граничные условия для которого находятся из решения систем уравнений для результирующих потоков излучения систем «корпус ампулы – пучок твэлов» и «корпуса ампул – чехол МБК – стенка шахты МБК». Граничные условия по конвективному и межфазному теплообмену (в случае кипения воды в ампулах) определяются из эмпирических соотношений по известному температурному состоянию поверхностей и воздуха в помещении загрузки.

На рис. 1 приведена блок-схема алгоритма сквозного расчета теплофизических процессов в МБК при подготовке ОЯТ к сухому контейнерному хранению.

Исходными данными для моделирования процессов тепломассобмена являются:

- геометрические характеристики, определяющие конфигурацию рассматриваемых тел – корпуса ампулы, твэла, корпуса МБК с системой крышек и т.д.;
- физические свойства рассматриваемых тел и оптические характеристики их поверхностей;



Рис. 1. Общая блок-схема алгоритма сквозного расчета тепловых процессов контейнера УКХ-109

- начальные температуры топлива, конструкционных элементов и корпуса МБК;
- остаточное тепловыделение ОЯТ с учетом его неравномерности по высоте твэлов;
- количество и температура воды в ампулах и на дне внутренней полости МБК;
- условия термостатирования контейнера;
- период выдержки (или транспортно-технологических операций) МБК с ОЯТ в герметичном состоянии до начала вакуумирования;
- условия откачки парогазовой смеси из внутреннего объема контейнера и уровня поддерживаемого давления разрежения в его внутреннем объеме при вакуумном осушении;
- условия закачки инертного газа или воздуха во внутренний объем контейнера;
- условия окружающей среды в условиях длительного хранения контейнеров с ОЯТ.

Выходными параметрами при моделировании процессов тепломассобмена в контейнере с ОЯТ РБМК-1000 являются:

- температуры и параметры парогазовой среды (температура, давление, массовая, абсолютная или относительная концентрация пара) во внутренней полости МБК и в ампулах;
- количество и температуры воды на дне контейнера и в ампулах, находящихся в каждом из концентрических или гексагональных рядов (от 1-го до 6-го) по мере удаления от центра;
- температуры топлива, ампул, корпуса контейнера и чехла МБК.

Описанный алгоритм был положен в основу программного комплекса SDL-C109, предназначенного для сквозного расчета термодинамических параметров

контейнера на всех этапах перевода ОЯТ к сухому длительному хранению.

Расчет количества остаточной влаги в контейнере после его загрузки

Поскольку начальные этапы по разделке ОТВС и загрузке ПТ в контейнер не предусматривают специальных операций по удалению воды из контейнера и ампул, то во внутренней полости МБК неизбежно наличие определенного количества влаги.

В самом контейнере, согласно оценкам КБСМ, количество остаточной влаги составляет 2 кг. Другая, большая часть, будет находиться в ампулах с ПТ. Согласно данным КБСМ, количество воды в каждой ампуле составит 250 г, а общее количество воды в контейнере — 38 кг. Напомним, что в соответствии с существующими регламентирующими документами максимально допустимое содержание воды в контейнере при длительном сухом хранении не должно превышать величины 25 г/м³ или 100 г/контейнер.

Механизмы стекания воды и удержания ее части на различных поверхностях различны. Стекание влаги с вертикальных поверхностей происходит под действием силы тяжести. Вследствие наличия силы сцепления между частицами твердой поверхности и жидкости (явление адгезии), а также внутреннего сцепления между частицами жидкости (явление когезии) после стекания на поверхности остается относительно тонкая пленка жидкости.

Оценка толщины остаточной пленки воды на вертикальной поверхности твэла показала, что ее величина является крайне малой и составляет $\delta = 10^{-7}$ м.

Иная ситуация будет иметь место на дистанционирующих решетках ОТВС (рис. 2). «Стандартные» дис-

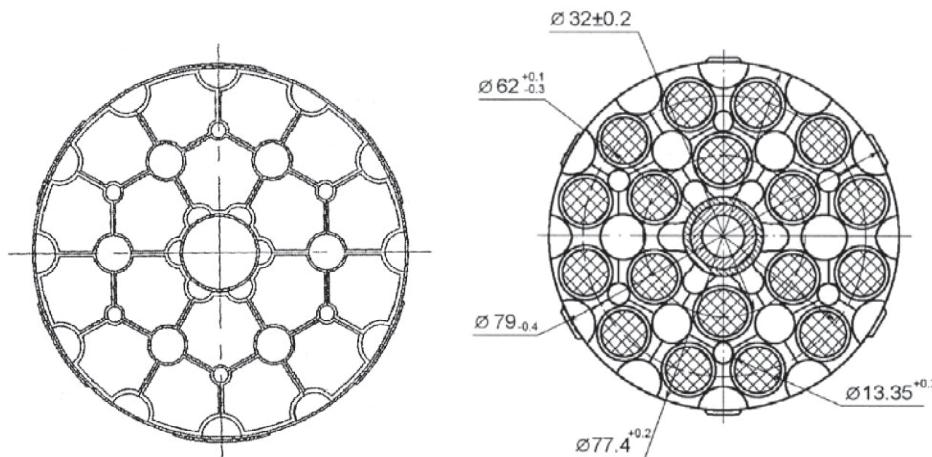


Рис. 2. Дистанционирующая (а) и концевая (б) решетки ТВС реактора РБМК-1000

тационирующие решетки содержат 18 ячеек, имеющих форму, близкую к правильному восьмиугольнику. Ячейки скреплены так, что образуют шесть групп; оси трех твэлов в каждой группе расположены в вершинах правильного треугольника со стороной 16 мм. Диаметр окружности, вписанной внутрь ячейки несколько больше диаметра твэла. Между поверхностью твэла и стенками ячейки образуется зазор, через который может проходить охлаждающая вода, чтобы исключить локальный перегрев и прогар стенки твэла. Твэл плотно удерживается внутри ячейки с помощью небольших выступов, отштампованных на внутренней поверхности стенок ячейки.

Таким образом, между вертикальной цилиндрической поверхностью твэла и восьмигранной поверхностью ячейки образуется узкий зазор шириной около 1 мм, в котором силами поверхностного натяжения удерживается столб жидкости (капиллярный эффект).

Рассматривая равновесие капиллярных сил поверхностного натяжения и силы тяжести столбика жидкости, удерживаемого в цилиндрическом пространстве между твэлом и стенками дистанционирующей решетки, находим среднюю высоту столбика воды, равную $h = 6,7$ мм. Масса этой воды составит $m = 0,275$ г.

При консервативной оценке первоначального количества влаги в ампулах учитывалось:

- наличие влаги в кольцевом зазоре между твэлом и дистанционирующей решеткой;
- наличие влаги в отверстиях треугольного сечения, образованных стенками примыкающих ячеек;
- наличие мениска воды вблизи твэла на двух концевых решетках;
- наличие мениска жидкости вблизи поверхности центрального стержня.

В таком случае, по консервативной (максимальной) оценке, при загрузке ПТ в одну ампулу будет попадать

$$m_{\text{воды}} = 51 \text{ г воды.}$$

Была также выполнена оценка влияния динамических нагрузок, возникающих при транспортно-технологических операциях с ОТВС, на уменьшение массы воды, удерживаемой на дистанционирующих решетках ПТ. Расчеты показали, что при стандартном ударе по ПТ происходит уменьшение примерно в два раза количества воды, удерживаемой в зазоре.

Результаты расчетов по программе SDL-C109 термодинамических параметров контейнера на этапах перевода ОЯТ к сухому длительному хранению

Основными моделируемыми этапами являются:

- **Терmostатирование.** При этом происходит изменение температурного состояния порожнего корпуса МБК с учетом его внешнего разогрева в течение 72 ч и дальнейшего пребывания в помещении транспортного коридора в период разделки и загрузки ОЯТ РБМК-1000 в чехол МБК, для чего около 3,5 суток.
- **Загрузка** контейнера ампулами с ПТ.
- **Период подготовки контейнера к осушению.** Все это время загруженный ОЯТ РБМК-1000 и герметично закрытый контейнер, пребывает в транспортном коридоре. Продолжительность этого периода составляет до 24 часов.
- **Период вакуумного осушения** внутренней полости МБК с ОЯТ РБМК-1000. Этот период характеризуется ярко выраженной динамикой изменения параметров. За счет снижения давления во внутренней полости МБК с ОЯТ происходит вскипание воды в ампулах, при этом часть пара, поступающего во внутренний объем контейнера удаляется вместе с отсасываемой парогазовой смесью, часть может сконденсироваться в контейнере.
- **Период закачки инертного газа** во внутренний объем контейнера. В процессе закачки инертного газа давление в контейнере повышается до атмосферного. Одновременно с газом во внутренний объем контейнера может попасть и некоторое количество водяного пара.
- **Длительное хранение МБК.** За счет остаточных энерговыделений происходит разогрев конструкций и ОЯТ во внутреннем объеме контейнера, успевших к этому моменту охладиться за счет процессов испарения и конденсации, происходящих при низком давлении, и выход температурного режима контейнера в стационарное состояние.

На рис. 3 приведены результаты вакуумного осушения УКХ-109 с ОЯТ РБМК-1000 с содержанием 50 г воды в ампулах и 2 кг воды на дне контейнера. Снижение предполагаемого количества воды в ампулах (50 г вместо регламентных 250 г) в соответствующее число раз уменьшает время осушки. Как показали результаты расчетов, наиболее резкое изменение исследуемых

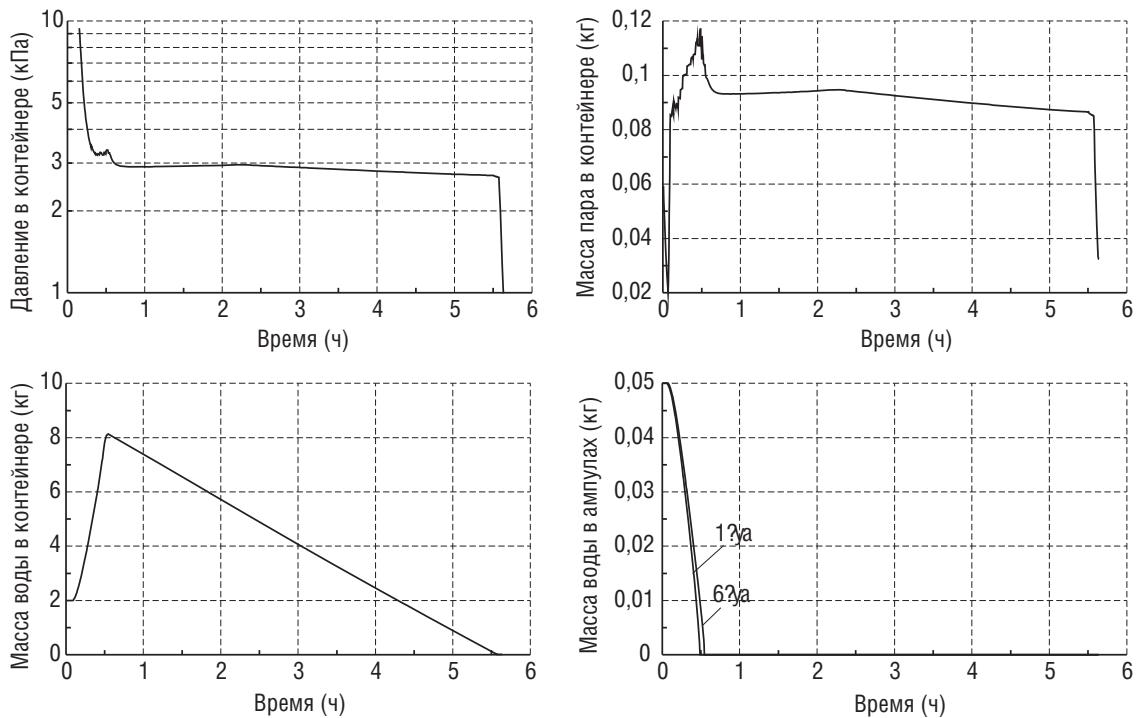


Рис. 3. Результаты расчета вакуумного осушения УКХ-109 с ОЯТ РБМК-1000 при первоначальном содержании 50 г воды в ампулах

параметров происходит на начальном этапе вакуумирования в период снижения давления. Длительность начального периода снижения давления составляет не более получаса, после чего внутри МБК остается практически чистый пар. В момент времени, когда температура насыщения, соответствующая давлению во внутренней полости контейнера, становится равной температуре воды в наиболее прогретых ампулах, в них начинается кипение и генерация пара. Не весь поступающий во внутренний объем контейнера пар удаляется с помощью насоса, вследствие чего происходит его конденсация на холодных внутренних поверхностях контейнера и, прежде всего, на внутренней поверхности крышки МБК. Масса воды в контейнере на этой стадии увеличивается.

Финальным этапом является постановка контейнера на длительное хранение. На этом этапе изменение температурного режима УКХ-109 с ОЯТ РБМК-1000 зависит от условий окружающей среды, а также от особенностей размещения контейнеров на площадке – удаленные друг от друга на небольшое расстояние контейнеры могут обмениваться излучением с поверхности. В настоящей работе были выполнены два расчета изменения температурного состояния контейнеров с ОЯТ при длительном хранении: при температуре окружающего воздуха 5,2 °C (среднегодовая температура окружающей среды для западного региона Ленинградской области) и при изменении температуры окружающего воздуха в соответствии с графиком, характеризующим осредненное изменение температуры окружающего воздуха в Ленинградской области в течение года.

В первом случае уже через 70 суток состояние контейнера перестает изменяться. Для случая изменяющихся в течение года внешних условий изменение температур твэлов и корпуса контейнера в максимально прогретом сечении представлено на рис. 4.

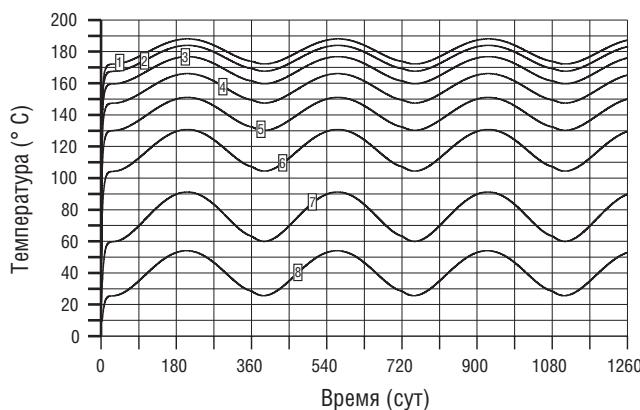


Рис. 4. Изменение температурных режимов УКХ-109 с ОЯТ РБМК в максимально прогретом сечении (1–6 – температуры твэлов с 1-го по 6-ой гексагональный ряд, 7 и 8 температуры внутренней и внешней поверхностей контейнера)

Список литературы

- Астафьева В.О., Карякин Ю.Е., Плетнев А.А., Федорович Е.Д. Обоснование эксплуатационных режимов при подготовке и длительном хранении металлобетонных контейнеров с отработавшим ядерным топливом // Материалы научно-практической конференции «Научные исследования и инновационная деятельность» (Санкт-Петербург, 15–17 июня 2009 года). – СПб: Изд. Политехн. ун-та, 2009. – С. 81 – 87.
- Астафьева В.О., Карякин Ю.Е., Плетнев А.А., Федорович Е.Д. Моделирование процессов тепломассообмена при технологических операциях подготовки отработавшего ядерного топлива к «сухому» контейнерному хранению// Материалы научно-практической конференции «Научные исследования и инновационная деятельность» (Санкт-Петербург, 15–17 июня 2009 года). – СПб: Изд. Политехн. ун-та, 2009. – С. 87 – 97.

КОМПЛЕКС СИСТЕМ СУХОГО ХРАНЕНИЯ И ОБРАЩЕНИЯ С ОТРАБОТАВШИМ ЯДЕРНЫМ ТОПЛИВОМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТАЛЛОБЕТОННЫХ КОНТЕЙНЕРОВ НА ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС

*Лаврентьев С.А.,
Ленинградская АЭС*

Введение

Ленинградская АЭС расположена в 80 км западнее Санкт-Петербурга на южном берегу Финского залива Балтийского моря.

Станция включает в себя 4 энергоблока электрической мощностью 1000 МВт каждый, 1-ый и 2-ой энергоблоки (первая очередь) расположены приблизительно в 5 км к юго-западу от города Сосновый Бор, 3-ий и 4-ый энергоблоки (вторая очередь) находятся на два километра западнее. Общая площадь, занимаемая Ленинградской АЭС, 454 га.

ОЯТ после 3-х летней выдержки в приреакторных БВК вывозится в хранилище отработавшего ядерного топлива (ХОЯТ), которое входит в комплекс зданий и сооружений Ленинградской АЭС и расположено в охраняемом периметре станции.



Рис. 1. Хранилище ОЯТ

В соответствии с исходным техническим проектом в 1983 году введена в эксплуатацию первая очередь ХОЯТ — бассейновая часть для приёма и хранения ОТВС с временной стенной здания, разделяющей бассейновую часть и не начатую строительством завершающую часть технологического комплекса хранилища.

Завершающая часть ХОЯТ по исходному техническому проекту состояла из отделения разделки ОТВС (резка ОТВС по длине на 2 пучка ТВЭЛ) и буферного (накопительного) «мокрого» хранилища загруженных пучками ТВЭЛ чехлов для последующей их отправки спецтранспортом с территории Ленинградской АЭС.

ОЯТ реакторов РБМК планировалось хранить в приреакторных БВ в течение 3 лет, далее — в отдельно стоящем хранилище (ХОЯТ) в течение 10 лет, после чего отправлять либо на переработку, либо на долговременное хранение.

По ряду причин в середине 80-ых годов рабочее проектирование завершающей части было временно приостановлено.



Рис. 2. Зал бассейнов выдержки ХОЯТ

В связи с тем, что регенерация ОЯТ реакторов РБМК в настоящее время признана нецелесообразной, региональное хранилище ОЯТ не построено, а проектная вместимость хранилища в ХОЯТ оказалась исчерпанной, было принято решение об уплотненном хранении ОТВС и модернизации действующей насосно-теплообменной установки, проект которой реализован в 1998 г. Вместимость существующего ХОЯТ с учетом уплотнения увеличена в 2раза, что обеспечило возможность дальнейшей работы четырех блоков Ленинградской АЭС в течение нескольких лет.

В соответствии с утвержденной «Концепцией по обращению с облученным ядерным топливом Министерства Российской Федерации по атомной энергии» на перспективу для ОЯТ реакторов РБМК принято отложенное решение — длительное контролируемое хранение. Этап промежуточного хранения ОЯТ на АЭС является необходимой технологической операцией для снижения энерговыделения и активности.

Учитывая актуальность вопроса обращения с ОЯТ в целом, а также, что сухое региональное хранилище ОЯТ на ГХК не построено и нет возможности вывоза ОЯТ с Ленинградской АЭС, а вместимость с учетом уплотнения существующего хранилища ОЯТ близка к исчерпанию, принято решение о продолжении рабочего проектирования и возобновлении строительства завершающей части комплекса.

Исходный технический проект завершающего этапа комплекса ХОЯТ доработан в соответствии с современными требованиями НД, причем произведена замена «мокрого» буферного хранилища чехлов с разделанны-



Рис. 3. Уплотненное хранение ОЯТ

ми ОТВС на «сухое» буферное хранилище металлобетонных контейнеров (МБК) также же с разделанными ОТВС.

Двух целевой металлобетонный контейнер (МБК) разработки КБСМ, вместимостью 144 ПТ с выдержкой не менее 10 лет, предназначен для длительного хранения и транспортировки ОЯТ.

Выпущен пакет проектных материалов, обосновывающих безопасность сооружения завершающей части комплекса систем сухого хранения и обращения с ОЯТ с использованием металлобетонных контейнеров на Ленинградской АЭС.

Основные технологические решения

Комплекс систем сухого хранения и обращения с отработавшим ядерным топливом с использованием металлобетонных контейнеров включает в себя:

Реконструкцию систем существующего «мокрого» хранилища в здании ХОЯТ(блок 1);

Строительство пристройки к существующему зданию ХОЯТ, в которой размещаются:



Рис. 4. Строительство пристройки к ХОЯТ

- отделение промежуточного хранения МБК с ОЯТ (блок 2);
- отделение разделки ОТВС на ПТ (блок 3);
- санпропускник (блок 4).

Разработчик здания пристройки — ВНИПИЭТ, отделения разделки — ЦКБМ, транспортно-технологического оборудования для всего цикла обращения с МБК КБСМ.

Реконструкция систем существующего «мокрого» хранилища в здании 428 (блок 1)

В связи с ожидаемым заполнением ХОЯТ ОТВС и необходимостью создания резерва по сроку ввода в эксплуатацию комплекса систем сухого хранения и обращения с ОЯТ с использованием МБК было принято решение об организации дополнительных мест хранения ОТВС в свободных зонах отсеков бассейна.

Произведена замена части технологического оборудования и введено новое технологическое оборудование.

Выполнена модернизация существующего санпропускника заключающаяся в увеличении вместимости мужского санпропускника за счет переноса женского санпропускника в помещение вновь проектируемого санпропускника и размещения части гардероба спецодежды в помещении существующего коридора.

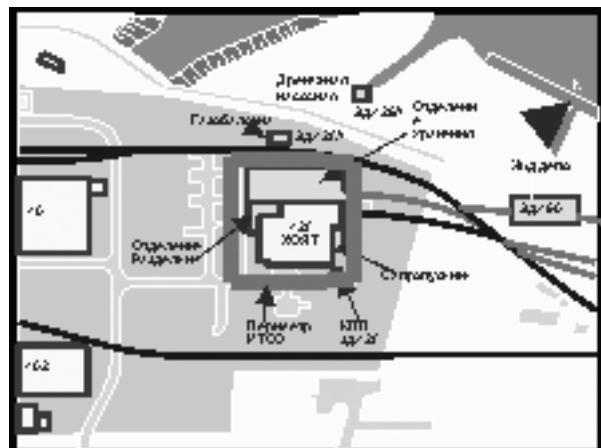


Рис. 5. План сооружения пристройки к ХОЯТ

Произведена модернизация трубопроводов системы ЖРО, спец.канализации и т.д.

Отделение разделки ОТВС на ПТ (Блок 3)

Отделение разделки ОТВС на ПТ представляет собой комплекс защитных и вспомогательных помещений, оснащенных специальным оборудованием и объединенных общим технологическим процессом для осуществления подготовки ОЯТ к транспортировке (или длительному «сухому» хранению) в МБК.

В отделении предусматривается разделка ОТВС на два ПТ, установка ПТ в ампулы и загрузка ампул с ПТ в МБК.

Передача ОТВС из бассейнов выдержки существующего ХОЯТ в отделение разделки ОТВС осуществляется через каньон в пеналах устройством передающим под защитным слоем воды. При извлечении ОТВС из пеналов производится их контроль на герметичность.

В проекте рассмотрено два режима эксплуатации отделения разделки ОТВС на ПТ:

- режим I — на штатную выгрузку ОТВС с энергоблоков, т.е. 1440 ОТВС или 20 МБК в год;
- режим II — на ускоренную разгрузку существующего ХОЯТ с максимальной производительностью по установленному оборудованию — 3600 ОТВС или 50 МБК в год.



Рис. 6. Монтаж оборудования внутри защитной камеры отделения разделки на отм. + 11.00

Отделение разделки ОТВС с одной стороны сообщается с хранилищем отработавших кассет посредством каньона с водой (блок 1), а с противоположной стороны через шахту загрузки МБК — с транспортным коридором отделения хранения МБК (блок 2), пешеходными коридорами и химико-технологическими коммуникациями.

Отделение промежуточного хранения МБК с ОЯТ (блок 2)

Сухое контейнерное хранилище контейнеров МБК представляет собой одноэтажное однопролетное здание с шириной пролета 36м, с установленным там тяжелым крановым оборудованием (грузоподъемность крана 160/32 тс).



Рис. 7. Отделение хранения МБК

В здании основная площадь предназначена для накопления и хранения контейнеров МБК. Компоновочная структура отделения промежуточного хранения МБК определена размещением зала хранения контейнеров с примыкающими комплексами химико-технологических, электротехнических и санитарно-технических помещений, помещений службы РБ. Зал хранения контейнеров с ОЯТ и примыкающий к нему транспортный въезд, оборудованный железнодорожными путями, занимают основную часть блока 2.

Компоновка хранилища позволяет разместить 60 контейнеров с ОЯТ.

Хранилище МБК технологически соединено с отделением разделки посредством специальной технологической рельсовой тележки, а также пешеходными коридорами и химико-технологическими коммуникациями.

Зал хранения контейнеров имеет ограждающие монолитные ж/б стены, позволяющее обеспечивать дополнительную биологическую защиту как обслуживающего персонала, так и людей оказавшихся рядом со зданием снаружи.

Санпропускник (блок 4)

Здание санпропускника примыкает к существующему зданию №428 и состоит из санпропускника и административно-вспомогательных помещений для дополнительного обслуживающего персонала служб отделения разделки ОТВС и отделения промежуточного хранения МБК.

Санпропускник связан с хранилищем отработавших кассет и отделением МБК пешеходными переходами и технологическими коммуникациями.

Вывод

В настоящее время строительство комплекса выполнено на 95%.

Ввод в эксплуатацию комплекса систем сухого хранения и обращения с ОЯТ с использованием МБК позволяет решить проблему промежуточного хранения ОЯТ на территории АЭС и обеспечить дальнейшую работу энергоблоков №1...4, с учетом продления их срока службы, осуществляя своевременный прием и хранение ОЯТ Ленинградской АЭС в течение нескольких лет до ввода в эксплуатацию долговременного регионального хранилища ОЯТ на ГХК.

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

*Николаев С.А., Сомов И.Е., Чернов В.А.,
Ибрагимов Р.Л., Николаев А.Н., Волков В.С.,
Лобов А.Г., Мастеров А.В., Касьян А.Ю.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»*

Типоченков Е.Т., Егорова Г.Е.

ОАО «ВНИИАЭС»

*Давиденко Н.Н., Ярославцев Г.Ф., Лебедев В.И.,
Лобков Ю.М., Беспалов В.Н.*

ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Яненко Ю.Е., Катруши С.Ф.

*Технологический филиал ОАО «Концерн
Росэнергоатом»*

Введение

В настоящее время при анализе ядерной безопасности систем обращения с отработавшим ядерным топливом используется консервативный подход, который не учитывает выгорание топлива, то есть топливо рассматривается как свежее, имеющее максимальное начальное обогащение. В результате этого расчетное значение реактивности системы без учета выгорания топлива получается значительно завышенным.

В соответствии с правилами по ядерной безопасности Ростехнадзора и рекомендациями МАГАТЭ при компактном размещении ОТВС в хранилищах и транспортных контейнерах разрешается использовать глубину выгорания в качестве параметра ядерной безопасности.

Развитие и совершенствование расчетных и экспериментальных методов за последние годы позволяет определять подкритичность реальных систем, т.е. с учетом выгорания топлива и тем самым снять некоторые ограничения по безопасности при хранении и транспортировании топлива. Экспериментальные значения выгорания ядерного топлива предполагается использовать для обоснования ядерной безопасности для всех

элементов, обеспечивающих жизненный цикл ОЯТ — стеллажи бассейна выдержки АЭС и централизованных хранилищ, транспортные контейнеры, контейнеры СХОЯТ, оборудование для переработки. Данные по изотопному составу ОЯТ ТВС ВВЭР и РБМК, зависящие от начального обогащения и выгорания, используются также для системы учета и контроля ядерных материалов. Значения выгорания и изотопный состав ОТВС получают на АЭС с использованием системы централизованного контроля (СЦК), однако эти данные без экспериментального подтверждения не могут быть использованы для обоснования ядерной безопасности.

В докладе приводятся результаты разработки установок выгорания ядерного топлива отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) ВВЭР и РБМК и анализ выполненных расчетно-экспериментальных исследований выгорания и изотопного состава ОТВС ВВЭР и РБМК, а также формулируются задачи, решаемые на АЭС с использованием установок измерения глубины выгорания ОЯТ.

1. Краткое описание установок измерения глубины выгорания ОЯТ реакторов атомных станций

К настоящему времени в направлении создания установок измерения выгорания ОЯТ выполнены следующие работы:

1. Спроектирован и изготовлен опытный образец установки измерения выгорания ОТВС ВВЭР МКС-01 ВВЭР.

2. Спроектированы и изготовлены опытные образцы установок измерения выгорания ОТВС РБМК:

- МКС-01 РБМК – для условий БВ ХОЯТ;
- МКС-02 РБМК – для условий камеры комплектации сухого хранилища ОЯТ (ХОТ-2).

3. Проведены испытания установок измерения выгорания в условиях бассейна выдержки НИИАР. Проведен анализ результатов измерений распределения активности реперных продуктов деления по длине твэлов внутреннего и наружного ряда выбранных ОТВС в условиях горячих камер НИИАР, масс-спектрометрических исследований выгорания и нуклидного состава топлива этих твэлов.

4. Проведены приемочные испытания установок. Установка МКС-01 ВВЭР прошла опытно-промышленные испытания в приреакторных БВ Кольской АЭС. Установка МКС-01 РБМК прошла опытные испытания в БВ ХОЯТ Ленинградской АЭС.

5. Установки сертифицированы и зарегистрированы в Госреестре средств измерений и допущены к применению в Российской Федерации.

6. Разработаны методики выполнения измерений выгорания, изотопного состава и энерговыделения с помощью 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.

Основные характеристики установок:

- диапазон значений выгорания:
 - 5–70 МВт сут./кг – для установки МКС-01 ВВЭР;
 - 5–40 МВт сут./кг – для установок МКС-01 РБМК и МКС-02 РБМК;

- пределы допускаемой относительной погрешности измерения выгорания $\pm 10\%$;
- время измерения выгорания одной ОТВС при рабочих измерениях – 3–10 мин.

Характеристики нейтронного и гамма-излучения ядерного топлива, необходимые для определения выгорания, измеряются с помощью входящих в состав установок каналов регистрации нейтронного и гамма-излучения [1]. Время от момента извлечения ОТВС из реактора до момента измерений выгорания (время выдержки) – от 2 до 50 лет.

2. Задачи, решаемые на АЭС с использованием установок измерения глубины выгорания ОЯТ

Использование установок измерения выгорания ОТВС РБМК-1000 на АЭС целесообразно по следующим причинам:

1. Анализ состояния хранилищ ОЯТ на АЭС с РБМК при нормальных условиях эксплуатации показал, что при уплотнении ОТВС с коэффициентом $K=2.0$ максимальное расчетное значение $K_{\text{эфф}} \approx 0.82$ при начальном обогащении топлива 2.4% достигается при нулевом выгорании ТВС, расположенных в БВ ХОЯТ с шагом решетки 111x115 мм. При выгорании 10 МВт сут/кг, $K_{\text{эфф}}$ уменьшается до ~0.65, а при 20 МВт сут/кг – до 0.5. В аварийных ситуациях $K_{\text{эфф}}$ может превышать 1.

В связи с этим, при заполнении БВ ХОЯТ целесообразно проводить измерение выгорания ОТВС для подтверждения результатов расчетов, используемых для обоснования ядерной безопасности.

2. При переводе ОТВС РБМК с мокрого хранения на сухое высотное распределение выгорания ПТ ОТВС может быть паспортной характеристикой, т.к. оно не меняется во времени.

3. Установка МКС-01 РБМК позволяет получить среднее значение выгорания, на основании которого производится расчет активности, изотопного состава, выхода нейтронов и энерговыделения. Изотопный составдается для каждого из делящихся радиоизотопов (изотопов урана, нептуния, плутония, кюрия, америция) и основных дозообразующих радиоизотопов (^{106}Ru , ^{134}Cs , ^{137}Cs , ^{154}Eu).

4. Установка измерения выгорания позволяет получить значения выгорания верхних и нижних пучков твэлов (ВПТ и НПТ, соответственно), что необходимо на этапе разделки ОТВС при их переводе на сухое хранение. В учетных данных АЭС нет данных по выгоранию ВПТ и НПТ в отдельности.

Использование установок измерения выгорания ОТВС ВВЭР-440 на АЭС целесообразно по следующим причинам:

1. С увеличением обогащения топлива до 4.4% и выше количество загружаемых ОТВС в ТУК при консервативном подходе составляет 25 шт. При приборном контроле глубины выгорания возможна загрузка максимального количества ОТВС в ТУК – 30 шт.

2. При обосновании ядерной безопасности с использованием приборных методов, возможно уплотненное хранение ОТВС с шагом решетки ~ 165 мм, при этом ядерная безопасность обеспечивается как при нормальной эксплуатации, так и при аварийных ситуациях.

Например, дополнительное количество ОТВС сверх проектного, 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

уменьшении проектного шага до 185; при уплотнении до 165 мм количество ОТВС сверх проектного становится еще больше.

Это позволит вывозить ОТВС с реакторов ВВЭР-440 один раз в два года.

Использование установок измерения выгорания ОТВС ВВЭР-1000 на АЭС целесообразно по следующим причинам:

1. При переходе ВВЭР-1000 на новый режим эксплуатации ожидается увеличение глубины выгорания ОТВС на 17%. Абсолютное выгорание ОТВС будет находиться в диапазоне от 50 до 70 МВт·сут/кг. Увеличение глубины выгорания на 17% повлечет за собой увеличение энерговыделения и мощности дозы излучения на 17% на поверхности контейнера и вагона.

Для ОТВС с начальным обогащением 3.9% и выше увеличится время выдержки в БВ перед загрузкой 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 (до 14 лет) для ОТВС с высоким выгоранием (до 68 МВт·сут/кг) обусловлено пределом по потоку нейтронов и активности по нуклиду Cs-137 в ОТВС, чтобы обеспечить требуемые радиационные характеристики используемых для транспортирования ТУК. Поскольку активность по нуклиду Cs-137 прямо пропорциональна глубине выгорания, а поток нейтронов из ОТВС примерно пропорционален глубине выгорания в четвертой-пятой степени, очень важно правильно оценить глубину выгорания для исключения необоснованного увеличения времени выдержки ОТВС в БВ.

Если в качестве значений глубины выгорания ОТВС брать экспериментальные данные, то срок выдержки ОТВС в БВ можно значительно снизить.

2. Возможной мерой для обеспечения своевременного вывоза ОЯТ при переходе на новый режим эксплуатации, является уплотненное хранение ОЯТ с шагом решетки 300 мм без борных чехлов.

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/см³. В случае типичной ОТВС с начальным обогащением топлива 4.3% значения $K_{\text{эф}}$ не превышают допустимое значение 0.95 при значениях глубины выгорания более 40 МВт·сут/кг.

3. Результаты расчетно-экспериментального определения глубины выгорания ядерного топлива как параметра ядерной безопасности при хранении и транспортировании ОЯТ

Расчетно-экспериментальное определение глубины выгорания ядерного топлива проводили в ГНЦ НИИАР на этапе испытаний установок МКС-01 ВВЭР и МКС-01 РБМК. В качестве объекта исследований использовались 8 ОТВС и 3 имитатора ОТВС ВВЭР-1000, отправленные в ГНЦ НИИАР с Калининской, Балаковской, Нововоронежской и Запорожской АЭС, а также 14 ОТВС РБМК-1000, отправленные в ГНЦ НИИАР с Ленинградской АЭС четырьмя партиями в 1997г., 2001г., 2005г. и 2008г. В качестве расчетных данных по

выгоранию использовались учетные данные АЭС, полученные с использованием ЦСК СКАЛА и КАСКАД, и результаты расчетов по программам ПЕРМАК-А и САПФИР_95&RC_РБМК. Экспериментальные данные по выгоранию получены с использованием радиохимического, масс-спектрометрического, гамма-спектрометрического методов и с использованием установок МКС-01 ВВЭР и МКС-01 РБМК [2].

Основные результаты расчетно-экспериментального определения глубины выгорания ядерного топлива состоят в следующем.

Для ОТВС ВВЭР.

1. Различия в экспериментальных данных по выгоранию ОТВС, полученных с помощью установки МКС-01 ВВЭР, и с помощью радиохимических и гамма-спектрометрического методов, составляют 1 – 3%. Различия между значениями выгорания в каждой точке по высоте ОТВС не превышают 5%.

2. Различия между данными, полученными с использованием радиохимических и гамма-спектрометрического методов, и учетными данными АЭС достигают 9%.

3. Проведенные расчеты по программе ПЕРМАК-А на АЭС для ТВСА СВ0013 показали:

- значения максимального выгорания для твэлов с 3%-м обогащением по ^{235}U , полученные с использованием программы ПЕРМАК-А и гамма-спектрометрического метода, практически совпадают между собой;
- для твэлов с обогащением 4% наблюдается систематическое превышение расчетных значений над экспериментальными до ~16%;
- форма расчетного и экспериментального распределений выгорания по диагональным направлениям пучка твэлов практически идентична, что свидетельствует о правильности потвэльного расчета выгорания с помощью программы ПЕРМАК-А.

Для ОТВС РБМК.

1. Различия между экспериментальными данными по выгоранию и данными СЦК СКАЛА достигают 15%.

2. Различия между расчетными данными, полученными по программе САПФИР_95&RC_РБМК, и данными СЦК СКАЛА укладываются в 5%. Только для одной ОТВС с малым выгоранием различие составило 14%.

3. Значения выгорания ОТВС, полученные с использованием масс-спектрометрического метода, ниже расчетных значений выгорания на 5.8 – 6.1%. Значения выгорания ОТВС, полученные в горячей камере с использованием гамма-спектрометрического метода, где выгорание градуированной ОТВС определялось с использованием масс-спектрометрических методов, ниже расчетных значений выгорания на 10.9 – 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.

4. Значения выгорания ОТВС, полученные с использованием установки МКС-01 РБМК, ниже расчетных значений на 12-17%, т.е. расчетные значения не входят в доверительный интервал экспериментальных значений. Доверительные интервалы экспериментальных значений, полученных с использованием гамма-спектрометрического метода и установки МКС-01 РБМК, имеют области пересечения. В связи с этим, можно предположить наличие неучтенной систематической погрешности в расчетных либо экспериментальных данных.

5. Выгорание нижних и верхних пучков твэлов для исследованных ОТВС отличаются максимум на 7% от среднего значения выгорания.

Более подробная информация содержится в работах [2-4].

4. Результаты опытной эксплуатации установки измерения выгорания ядерного топлива РБМК на ЛАЭС

В 2009 г. на Ленинградской АЭС была принята в опытную эксплуатацию установка МКС-01 РБМК, разработанная для условий БВ ХОЯТ. В ходе приемочных испытаний установки были выполнены измерения выгорания 37-ми ОТВС РБМК-1000 в диапазоне от 12 – 27 МВт·сут/кг (с учетом высотного распределения выгорания). Чистое время измерения выгорания одной ОТВС составило 6-7 минут. Время измерения одной ОТВС с учетом перемещения ее из места хранения и обратно составило 15-20 мин.

Типичные распределения выгорания по высоте ОТВС РБМК-1000 представлены на рисунке 1.

Средние значения выгорания, полученные с использованием установки МКС-01 РБМК и рассчитанные с помощью СЦК СКАЛА, для исследованных ОТВС различаются между собой на – 4 ÷ -19 %. Для 3-х ОТВС различия между расчетными и измеренными данными составили 21, 25,1 и 44.3 % от измеренных данных.

5. Результаты опытной эксплуатации установки измерения выгорания ядерного топлива ВВЭР на Кольской АЭС

В 2008 – 2009 г.г. на Кольской АЭС была введена в опытную эксплуатацию установка МКС-01 ВВЭР,

адаптированная для условий приреакторных БВ реакторов ВВЭР-440. Установка предназначается для обоснования ядерной безопасности при заполнении транспортных контейнеров.

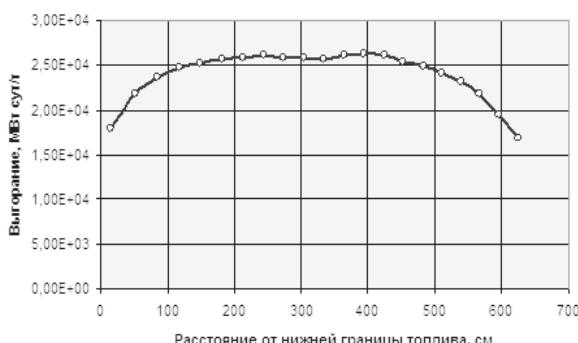
В ходе опытной эксплуатации установки были выполнены измерения выгорания 250-ти ОТВС ВВЭР-440 с глубиной выгорания в диапазоне от 8 до 55 МВт·сут/кг. Реальное время измерения одной ОТВС с учетом перемещения ее из места хранения и обратно составило 15-20 мин. Диапазон значений выгорания ОТВС с учетом высотного распределения выгорания составил 5 – 57 МВт·сут/кг U.

Оцененная погрешность измерения выгорания составила 7-8%. Различия между средними значениями выгорания, измеренными с помощью установки МКС-01 ВВЭР, и учетными данными Кольской АЭС составляют от 0 до 4%. Таким образом, учетные данные по выгоранию находятся в доверительном интервале значений, полученных с помощью установки МКС-01 ВВЭР.

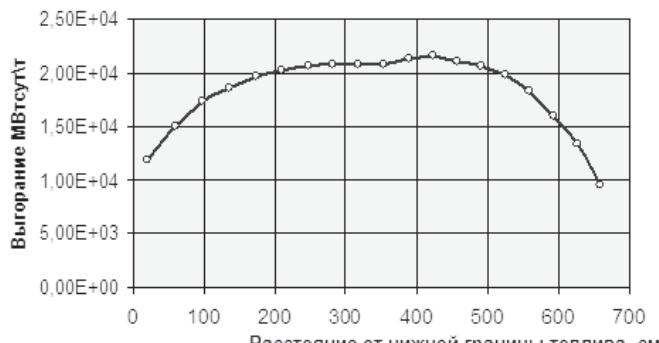
Заключение

1. Разработанные установки для измерения выгорания ОЯТ ВВЭР и РБМК в условиях бассейнов выдержки, прошедшие испытания в ГНЦ НИИАР и опытную эксплуатацию на ЛАЭС и КолАЭС, могут использоваться на АЭС для решения следующих задач:

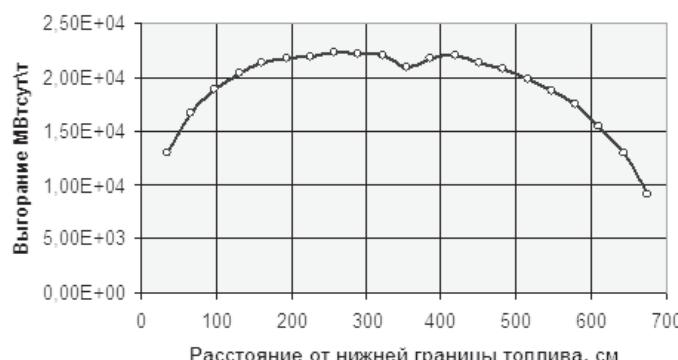
- подтверждения результатов расчетов эффективного коэффициента размножения нейтронов, используемых для обоснования ядерной безопасности при уплотнении бассейнов выдержки на АЭС с ВВЭР и РБМК;
- для получения абсолютных значений выгорания и высотных распределений выгорания пучков твэлов (ПТ) РБМК при переводе топлива с мокрого хранения на сухое;



OTBC 10-26-76906-01 (B=25,8 МВт·сут/кг)



OTBC 1-20-1208-79 (B=17,56 МВт·сут/кг)



OTBC 2-20-1878-80 (B=20,39 МВт·сут/кг)

Рис. 1. Распределение выгорания по высоте ОТВС РБМК-1000 Ленинградской АЭС

- для получения изотопного состава ОЯТ, которое может использоваться в системе учета и контроля ядерных материалов, а также активности и остаточного энерговыделения для определения максимальной загрузки ТУК ОТВС ВВЭР;
- для уточнения сроков выдержки в БВ ОТВС ВВЭР перед их загрузкой в ТУК.

2. Опытная эксплуатация установок МКС-01 ВВЭР и МКС-01 РБМК показала, что время измерения выгорания без учета перемещения ОТВС составляет 3-8 минут, что дает возможность проводить массовые измерения выгорания ОТВС и использовать установки в технологических процессах при подготовке ОТВС для загрузки в ТУК.

3. Значения выгорания исследуемых ОТВС ВВЭР-440, полученные расчетными методами, совпадают или незначительно выше (до 4-х %) значений выгорания, полученных экспериментально.

4. Значения выгорания исследуемых ОТВС ВВЭР-1000 и РБМК-1000, полученные расчетными методами, выше значений выгорания, полученных экспериментальными методами. Максимальные различия (10-15% для большинства исследованных ОТВС) относятся к ОТВС РБМК. В связи с этим можно предположить наличие неучтенной систематической погрешности в расчетных или экспериментальных данных. Для выявления и устранения причин расхождений необходимо иметь более обширные экспериментальные данные.

Литература

1 Сомов И.Е., Николаев С.А. Результаты разработки опытно-промышленных установок определения выгорания и изотопного состава ОЯТ РБМК и ВВЭР. Сборник докладов на пятой Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики, Москва, 19-21 апреля 2006 года.

2 Лядов Г.Д., Четвериков А.П., Рабинович А.Д и др. Применение метода изотопных корреляций для калибровки установок неразрушающего контроля выгорания топлива в ОТВС реакторов ВВЭР и РБМК. Сборник докладов на шестой Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики, Москва, 21-23 мая 2008 года.

3 Николаев С.А., Сомов И.Е., Чернов В.А. и др. Расчетно-экспериментальные исследования выгорания и изотопного состава отработавшего ядерного топлива ТВС ВВЭР-1000 различного обогащения. Сборник докладов на шестой Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики, Москва, 21-23 мая 2008 года.

4 Николаев С.А., Сомов И.Е., Чернов В.А. и др. Расчетно-экспериментальные исследования выгорания и изотопного состава отработавшего ядерного топлива ТВС РБМК-1000 различного обогащения. Сборник докладов на шестой Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики, Москва, 21-23 мая 2008 года.

УСТАНОВКА КОНТРОЛЯ ПОДКРИТИЧНОСТИ ЗАДАННЫХ ОБЛАСТЕЙ БВ ХОЯТ

*Сомов И.Е., Николаев С.А., Чернов В.А.,
Ибрагимов Р.Л., Волков В.С., Лобов А.Г.,
Мастеров А.В., Касьян А.Ю.*

ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»

*Давиденко Н.Н., Ярославцев Г.Ф., Лебедев В.И.,
Беспалов В.Н.*

ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Введение

В связи с отсутствием переработки отработавшего ядерного топлива реакторов РБМК, в некоторых хранилищах количество накопленных ОТВС уже в 90-х годах прошлого века превышало их проектное значение и создавало проблему дальнейшего безопасного хранения. Это касается как приреакторных водных хранилищ, где топливо выдерживается в течение 1-3 лет, так и долговременных хранилищ, в которых топливо может храниться в водной среде до 50 лет.

Проблема безопасного хранения топлива может быть решена за счет дополнительных хранилищ, уплотнения ОТВС в действующих, либо разработки иных решений. Наиболее приемлемым с экономической точки зрения является, очевидно, способ решения проблемы без капитальных вложений на строительство новых хранилищ. Однако это требует тщательного обоснования ядерной безопасности всей системы в целом путем измерения размножающих свойств хранилищ отработавшего ядерного топлива (ХОЯТ) в процессе уплотнения или контейнерного хранения.

Для решения этой задачи целесообразно использовать методы и средства, позволяющие экспериментально подтвердить безопасность системы путем измерения ее размножающих свойств в процессе уплотнения топлива. Предложенный импульсный метод непосредственного измерения подкритичности, начиная с $K_{\text{eff}} \approx 0.3$, при нормальных условиях эксплуатации основан на измерении временного распределения плотности нейтронного потока в среде после инъекции в нее импульса быстрых нейtronов.

В 1996 г был разработан макет установки измерения подкритичности, позволивший экспериментально (при поддержке и в сочетании с расчетными способами) подтвердить теоретические предпосылки возможности определять абсолютное значение подкритичности в интересующей области БВ ХОЯТ. Однако по ряду причин (в основном из-за отсутствия финансирования) он не был доведен до промышленного внедрения на АЭС.

В данной работе приводятся результаты выполненных в 2009 году работ по созданию опытного промышленного образца измерения подкритичности БВ ХОЯТ и его испытаний в условиях БВ ХОЯТ Ленинградской АЭС.

1. Описание опытного образца установки контроля подкритичности заданных областей хранилищ ХОЯТ

Установка контроля подкритичности для условий эксплуатации в БВ ХОЯТ Ленинградской АЭС включает в себя следующие узлы:

- блок детектирования нейтронного излучения;
- импульсный нейтронный генератор;
- модуль электронный;
- комплект монтажных частей (механическая часть);
- вспомогательное устройство ВУ-1 для проверки канала регистрации нейтронного излучения;
- комплект ЗИП.

Блок детектирования нейтронного излучения размещается на фиксированном расстоянии ~0.5 м от трубы импульсного нейтронного генератора в одном герметичном пенале, образуя блок измерения (БИ).

С помощью разборной штанги, зафиксированной на опоре, БИ перемещается в заданную область измерения по высоте ОТВС.

Диапазон определения подкритичности Кэф 0.3 – 1; (при выгораниях ОТВС от 0 до 40 МВт сут/кг) и обогащении по U-235 - 1,8, 2,0, 2,4, 2,6, 2,8%).

- Пределы допускаемой относительной погрешности измерения подкритичности $\pm 10\%$;
- Время измерения подкритичности одной контролируемой области, мин 15;
- Время перерыва между измерениями, мин 30.

2. Краткое описание импульсного метода определения подкритичности хранилища ОЯТ

Особенность в определении подкритичности различных систем заключается в том, что непосредственно измеряемой величиной является постоянная спада (декремент затухания) нейтронного потока $N(z,t)$ после инъекции в исследуемую среду импульса быстрых нейтронов. На функции $N(z,t)$ можно выделить участок, где спад плотности потока нейтронов можно представить в виде экспоненты:

$$N(z,t) = \sum_k C_k(z) e^{-\alpha_r t} \approx A e^{-\alpha_r (z,t)t} \quad (1)$$

где временное распределение плотности нейтронов $N(z,t)$ представлено в виде разложения в ряд по собственным функциям квазистационарного оператора переноса нейтронов с показателем

$$\alpha(z,t) = -\frac{\ln N(z,t + \Delta t) - \ln N(z,t)}{\Delta t} \quad (2)$$

являющимся эффективной постоянной спада плотности нейтронов на измеряемом интервале времени.

Наблюдаемое экспоненциальное затухание нейтронного потока характеризует подкритичность системы плавной функцией $K_{\text{эф}}$ в пределах изменения $K_{\text{эф}}$ – от 1 до 0,3.

Схема определения декремента затухания состоит в наборе информации о нейтронном потоке в каналах временного анализатора, регистрируемом камерами деления, с последующим введением поправок на просчеты, вычитания фона и построения прямой в логарифмическом масштабе, используя метод наименьших квадратов [2].

Измеренное значение декремента затухания основной гармоники α используется для определения подкритичности (реактивности) хранилища ОЯТ по модифицированной формуле Симмонса-Кинга [3]:

$$\rho = \beta_{\text{эф}} - \alpha L \quad (3)$$

где ρ – реактивность, L – значения времени жизни мгновенных нейтронов, $\beta_{\text{эф}}$ – значения эффективной доли запаздывающих нейтронов.

Величина эффективного коэффициента размножения хранилища определяется из формулы:

$$K_{\text{эф}} = 1 / (1 - \rho) \quad (4)$$

Для определения реактивности значения $\beta_{\text{эф}}$ и L берутся из расчетов. Расчеты эффективной доли запаздывающих нейтронов $\beta_{\text{эф}}$ и времени жизни мгновенных нейтронов L проводятся с помощью комплекса программ MMKFK-2. Точность определения величины $\beta_{\text{эф}}$ и L нелинейно зависит от точности определения энерговыработки каждой ТВС хранилища и лежит в пределах 3–5%.

Измерения постоянной спада $\alpha(z,t)$ проводятся в различных областях хранилища. По результатам измерений составляется каталог, который позволяет найти фрагменты с наименьшей функцией $\alpha(z,t)$ (наибольшими размножающими свойствами).

Планирование экспериментов и выбор места размещения трубы нейтронного генератора и детектора осуществляется на основе предварительных расчетов параметров импульсных экспериментов α_0 , L , $\beta_{\text{эф}}$ и ρ в исследуемых фрагментах с использованием вышеуказанных комплексов программ.

Эксперименты и результаты их расчетного анализа [4] показали возможность использования импульсного метода в сочетании с расчетным моделированием параметров импульсных экспериментов для контроля подкритичности в БВ ХОЯТ [5].

Определение константы спада α на Ленинградской АЭС выполняются в различных точках хранилища по следующей схеме:

- определяется в БВ ХОЯТ области с наибольшими размножающими свойствами;
- определяются для этих областей $k_{\text{эф}}$ при постулируемых проектных и запроектных авариях;
- определяются в исследуемом фрагменте граничную глубину выгорания топлива, при которой $k_{\text{эф}} \leq 0.95$ в постулируемых аварийных ситуациях;
- на основе расчетного моделирования импульсного эксперимента определяется декремент затухания нейтронного потока $\alpha^{\text{пр}}$ при граничной глубине выгорания;
- измеряется декремент затухания нейтронного потока в исследуемом фрагменте на установке УИП и осуществляется контроль подкритичности на основе сопоставления измеренного значения постоянной спада α с рассчитанным предельным значением $\alpha^{\text{пр}}$.

Расчетное сопровождение и моделирование экспериментов осуществляется с использованием комплекса программ САПФИР_95&RC_ХОЯТ, разработанного ФГУП НИТИ им. А.П.Александрова [6].

Расчетно-экспериментальные исследования показали, что при $K_{\text{эф}} \leq 0.9$ вклад запаздывающих нейтронов во временных распределениях плотности нейтронного потока пренебрежимо мал и практически не учитывается.

Начиная с $K_{\text{эф}} \geq 0.9$ можно выделить постоянную составляющую под кривой временного распределения плотности потока нейтронов, зависящую от запаздывающих нейтронов. Это дает возможность определить $K_{\text{эф}}$ без использования расчетного значения времени генерации нейтронов в системе в приближениях Шостранда или Гозани из соотношений:

$$\left| \frac{r}{b_{\text{эф}}} \right| = \frac{S_{\text{мен}}}{S_{\text{зап}}} = \frac{1 - K_{\text{эф}}}{b_{\text{эф}} \mathcal{K}_{\text{эф}}} = \frac{a(z,t) - a(z,t)_{kp}}{a(z,t)_{kp}} \quad (5)$$

где $S_{\text{мгн}}$ — площадь под времененным распределением плотности потока мгновенных нейтронов;

$S_{\text{зап}}$ — площадь, определяемая постоянной составляющей в распределении запаздывающих нейтронов; $a(z,t)_{\text{кр}}$ — значение декремента затухания в критической системе, равное $b_{\text{эфф}}/L$.

3. Результаты исследования подkritичности заданных областей БВ ХОЯТ

В октябре - ноябре 2009 на Ленинградской АЭС были проведены испытания опытной установки контроля подkritичности хранилища отработавшего ядерного топлива УИП-06. Испытания проводились в БВ-4 ХОЯТ.

На первом этапе экспериментов были исследованы две области БВ ХОЯТ в массивах ОТВС БВ 4, стоящих по уплотненной схеме хранения. На втором этапе экспериментов была сформирована область БВ-4 ХОЯТ из 36 ОТВС, для каждой из которых было измерено выгорание на установке МКС-01 РБМК. 36 ОТВС были размещены по уплотненной схеме хранения на свободном участке БВ 4 и окружены водной средой со всех сторон.

С помощью комплекса программ САПФИР_95&RC_ХОЯТ.03 было произведено моделирование импульсного эксперимента с помощью модернизированной установки УИП-06. При моделировании экспериментов использована расчётная модель, которая была верифицирована и аттестована для предыдущей модификации измерительной установки УИП-006 (блок детектирования нейтронного излучения и блок трубы ИНГ размещались в пустом пенале для ОТВС). Данная модель не учитывает конструктивные особенности модифицированной экспериментальной установки.

Из сопоставления экспериментальной и расчётной высотных зависимостей постоянной спада нейтронного потока для выбранных фрагментов, следует, что результаты численного моделирования и эксперимента согласуются между собой в пределах измеряемой погрешности. Результаты измерений постоянной спада для фрагмента с измеренным профилем выгорания ОТВС дают расхождение с расчетными значениями по САПФИР_95&RC_ХОЯТ не более 2%.

Измерения постоянной спада во всех исследованных областях были выполнены в нескольких зонах по высоте топливной части ОТВС. Время измерения в одной зоне составляет 60 мин – 15 мин. на измерение, 45 мин. на охлаждение импульсной трубы ИНГ. Для сравнения значения подkritичности области БВ-4 ХОЯТ в

сборке из 36 ОТВС, полученного импульсным методом на установке УИП-06 в сочетании с расчетным моделированием по программе MCDENSP, была сделана оценка подkritичности этой области на основе выгорания, полученного с помощью установки измерения выгорания МКС-01 РБМК.

Программа MCDENSP [5] входит в комплекс программ MMKFK-2 [7, 8] и позволяет, как указывалось выше, с помощью теории возмущений рассчитывать $K_{\text{эфф}}$, $\beta_{\text{эфф}}$. Методика расчета и программа обоснованы теоретически [9] и экспериментально [10, 11].

Перенос нейтронов в эллиптической области энергий моделировался в 26-групповом приближении на основе констант БНАБ-90. Для запаздывающих нейтронов использовались данные БНАБ-90. Термализация нейтронов при энергии ниже 1 эВ моделировалась в 40-групповом приближении на основе физического модуля МОФИТГ и библиотеки констант ТЕРСОН 90 из пакета программ MCU-2.0 [12]. Использовалась версия ТЕРСОН 90 библиотеки констант, приведенная в соответствие данным БНАБ-90 в тепловой области.

Экспериментальное распределение в ТВС со средним выгоранием 18.38 МВт/сут/кг показано на рис. 1.

Для определения зависимостей параметров критичности от среднего выгорания, полученное выше распределение выгорания по высоте масштабировалось как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения, а затем, соответственно, пересчитывались изотопные составы топливных зон. Было также получено, что учет неравномерности выгорания по длине ТВС сильно увеличивает расчётное значение $K_{\text{эфф}}$. Значения α и L меняются в меньшей степени. Еще меньше сказывается учет наличия детектора.

Все зависимости рассчитанных параметров от выгорания в пределах статистической погрешности расчета можно считать линейными.

Выводы

На основании выполненных работ можно сделать следующие выводы:

1 Установка контроля подkritичности УИП-06 может быть успешно использована для контроля подkritичности БВ ХОЯТ.

2 В специально собранной сборке из 36 ОТВС с известным выгоранием, значение $K_{\text{эфф}}$, полученное из измерений в сочетании с расчетным моделированием САПФИР_95&RC_ХОЯТ.03 составляет 0.524, а полученное по программе MCDENSP – 0.5302, т.е. различие составляет ~1%.

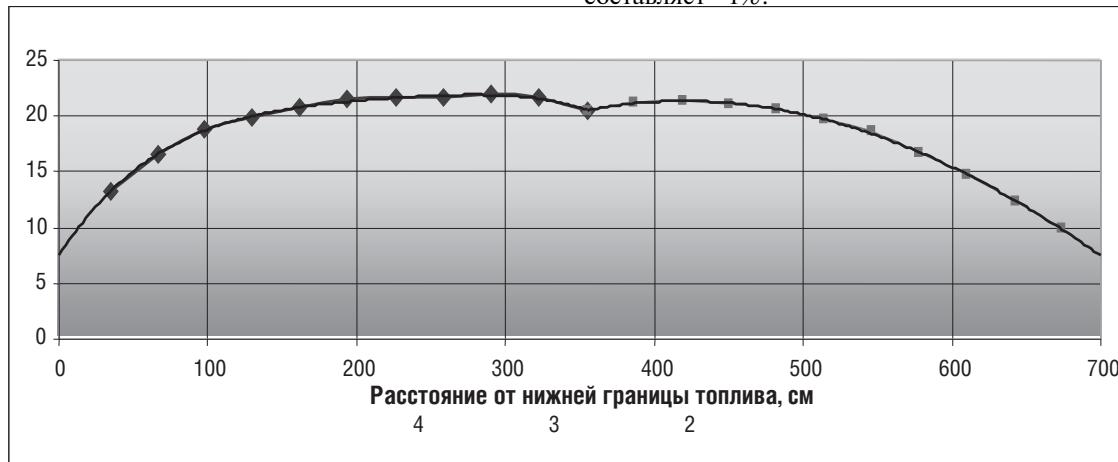


Рис. 1. Распределение среднего выгорания области из 36 ОТВС

В выбранных областях 1 и 2, в которых выгорание бралось из учетных данных ЛАЭС, расхождение между измеренными и расчетными данными составляет ~ 5%.

3 Измерения постоянной спада плотности нейтронного потока заданных областей БВ ХОЯТ рекомендуется проводить при положении детектора нейтронного излучения на расстоянии 1м от верха (или низа) топлива ОТВС где влияние на постоянную спада водной среды, находящейся выше (или ниже) топлива ОТВС, достигает минимального значения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методика контроля подkritичности хранилищ отработавшего ядерного топлива Ленинградской АЭС с помощью установки УИП-06. РД ЭО 0613-2005.

2. В.Б.Полевой, О.Б.Тарасова. Комплекс программ MMKFK-2 для решения задач переноса нейтронов и гамма-квантов в физике реакторов: состояние и перспективы развития. Избранные труды ФЭИ, 1998. Обнинск, ГНЦ РФФЭИ, 2000. с.39-42.

3. В.Б.Полевой, В.В.Леонтьев, А.В.Овчинников и др. Базовый пакет программ комплекса MMKFK-2 для решения методом Монте-Карло задач переноса нейтронов в физике реакторов (MMKFK-2-BASE). ОФАП ЯР, № 00371, М., 1996. ФНР по ЯРБ, Аттестационный паспорт № 134 от 02.11.2001.

4. Г.П.Веселова, А.Д.Грачев и др. Измерительно-вычислительный комплекс на базе многодатчиковой аппаратуры и ЭВМ "MERA-60" для измерения параметров кинетики реактора методом импульсного нейтронного источника. Препринт ФЭИ-1695 - Обнинск, 1985.

5. Юз Нейтронные исследования на ядерных котлах. - Москва, 1954.

6. В.Г.Артемов, Р.Э.Зинатуллин, А.С.Карпов, А.В.Пискарев. Исследование особенностей экспериментов с импульсным источником нейтронов в хранилищах отработавшего ядерного топлива. Труды семинара «Нейтроника-2000», г.Обнинск, 2000 г.

7. В.Г.Артемов, Д.В.Болотов, Р.Э.Зинатуллин, А.С.Иванов, Н.Н.Калязин, А.С. А.С.Пискарев. Исследование размножающих свойств хранилищ отработавшего топлива с использованием комплекса программ САПФИР_95&RC. Труды XI семинара по проблемам физики реакторов «Физические проблемы эффективного и безопасного обращения с ядерным топливом» («Волга-2000»), г.Москва, 4-8 сентября 2000 г., стр. 185-187.

8. О.Б.Тарасова, В.Б.Полевой. Решение квазистационарной задачи переноса нейтронов в программах MCDEN и MCDEN-SP: Препринт ФЭИ-1910: - Обнинск, 1988

9. О.Б.Тарасова, В.Б.Полевой. Оценки для расчета методом Монте-Карло времени жизни мгновенных нейтронов: Препринт ФЭИ-2203: - Обнинск, 1988

10. Г.М.Бежунов и др. Экспериментально-расчетное изучение времени жизни мгновенных нейтронов в быстром реакторе с зонами замедлителя в отражателе// Нейтронно-физические проблемы безопасности ядерно-энергетических установок: Тезисы доклада VI Всесоюзного семинара по проблемам физики реакторов, 4-8 сентября 1989 г./ ЦНИИатоминформ: - М., 1989. С.48-50

11. В.К.Даруга, В.Б.Полевой. Экспериментальная проверка расчетов методом Монте-Карло зависимости времени жизни мгновенных нейтронов от реактивности быстрого реактора с замедляющим отражателем: Препринт ФЭИ-2027: - Обнинск, 1989

12. О.Б.Тарасова. Изменение Bef и времени жизни нейтронов в быстрых критических сборках при переходе от системы констант БНАБ-78 к БНАБ-90: Препринт ФЭИ-2355: - Обнинск, 1994

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА И ОСТАТОЧНОГО ТЕПЛОВЫДЕЛЕНИЯ ОТРАБОТАВШИХ ТЕПЛОВЫДЕЛЯЮЩИХ СБОРОК РЕАКТОРОВ ВВЭР С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВКИ МКС-01 ВВЭР

Чернов В.А., Сомов И.Е., Николаев С.А.,

Мастеров А.В.

ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»

*Давиденко Н.Н., Ярославцев Г.Ф., Лебедев В.И.,
Лобков Ю.М.*

ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Введение

Информация об изотопном составе ОЯТ, прежде всего о массе изотопов урана и плутония, важна для обеспечения ядерной безопасности при обращении с ОЯТ, а также для системы учета и контроля ядерных материалов [1-4]. Остаточное тепловыделение (энерговыделение) определяет температурный режим при размещении ОТВС в контейнерах, в связи с чем существуют ограничения по суммарному остаточному тепловыделению загруженных в ТУК ОТВС, которые отражены в ОСТ 95745-2005 [5].

Методы расчета изотопного состава и тепловыделения в ОТВС в настоящее время реализованы в нескольких компьютерных программах (РАДИОНУКЛИД, ПЕРМАК-А, САПФИР_95&RC_ВВЭР, КАСКАД, ТВС-РАД и др.). Так как изотопный состав и остаточное тепловыделение ОЯТ связаны с выгоранием ОЯТ, погрешность определения изотопного состава и остаточного тепловыделения ОЯТ зависит от погрешности определения выгорания.

К настоящему времени для измерения выгорания ядерного топлива в ОТВС ВВЭР разработана и внедрена на Кольской АЭС установка МКС-01 ВВЭР. Установка сертифицирована (сертификат RU.C.38.002A №31092), зарегистрирована в Госреестре средств измерений под №37387-08 и допущена к применению в Российской Федерации.

Программное обеспечение установки МКС-01 ВВЭР позволяет на основе измеренного выгорания определять также изотопный состав и остаточное тепловыделение ядерного топлива ОТВС, в связи с чем была разработана и аттестована «Методика выполнения измерений изотопного состава и остаточного тепловыделения отработавших тепловыделяющих сборок реакторов ВВЭР с помощью установки МКС-01 ВВЭР. МИСТ - 01.2009». Учитывая наличие данной методики, был подготовлен проект руководящего документа «Методика расчета масс изотопов урана и плутония и остаточного тепловыделения в ОТВС ВВЭР», предусматривающий использование как расчетных, так и экспериментальных методов определения изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС ВВЭР.

В докладе приводятся основные положения данной методики выполнения измерений (МВИ), результаты оценки погрешности изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС ВВЭР, получаемых с использованием методики».

Основные положения методики выполнения измерений изотопного состава и остаточного тепловыделения отработавших тепловыделяющих сборок реакторов ВВЭР с помощью установки МКС-01 ВВЭР.

Измерения изотопного состава и остаточного тепловыделения отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) реакторов ВВЭР проводятся с целью обеспечения ядерной и радиационной безопасности при размещении ОТВС в бассейнах выдержки АЭС, загрузке ОТВС в транспортные упаковочные комплексы, транспортировке ОТВС в хранилище отработавшего ядерного топлива или на переработку, а также для системы учета и контроля ядерных материалов.

Объектами измерений по данной методике являются ОТВС, извлеченные из реакторов и хранящиеся в бассейнах выдержки атомных электростанций (АЭС) от 2 до 50 лет. МВИ обеспечивает измерения изотопного состава и остаточного тепловыделения ядерного топлива ОТВС ВВЭР с выгоранием в диапазоне от 5 до 70 МВт·сут/кг.

Для измерений используется установка МКС-01 ВВЭР (НПОК.011.00.00.000), предназначенная для измерения выгорания ядерного топлива отработавших тепловыделяющих сборок ВВЭР.

Измерения массы по данной методике выполняются для следующих изотопов: ^{235}U , ^{236}U , ^{238}Pu , ^{239}Pu , ^{240}Pu , ^{241}Pu , ^{242}Pu .

Диапазон измерений остаточного тепловыделения, нормированный на 1 кг необлученного топлива, составляет от $5 \cdot 10^{-2}$ до 12 Вт/кг.

Погрешность изотопного состава равна:

- для массы изотопов урана и плутония – не более $\pm 15\%$;
- для остаточного тепловыделения – не более $\pm 10\%$.

Метод измерения изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС ВВЭР включает в себя:

- градуировку каналов регистрации нейтронного и гамма-излучения установки МКС-01 ВВЭР с использованием градуировочных ОТВС;
- измерения скорости счета импульсов от каналов регистрации нейтронного излучения, мощности дозы и энергетических спектров гамма-излучения от контролируемых ОТВС с использованием каналов регистрации нейтронов и гамма-излучения установки МКС-01 ВВЭР (рабочие измерения);
- вычисление выгорания ядерного топлива ОТВС;
- вычисление изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС с использованием полученного значения выгорания ядерного топлива ОТВС.

Описание градуировки каналов регистрации нейтронного и гамма-излучения, процедуры измерений и вычислений выгорания ядерного топлива содержится в отдельном докладе на данной конференции.

На основе полученных значений выгорания в определенных точках вдоль ОТВС и расчетных констант производятся вычисления изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС. Массив расчетных констант определялся с использованием программного комплекса ТВС-РАД, составной частью которого является общепринятая программа ORIGEN-S [6]. При расчете остаточного тепловыделения используется библиотека распадов программы ORIGEN-S, в которой записаны величины энергии, выделяемой при распаде радиоактивных нуклидов, периоды полураспада и некоторые другие характеристики. Основой для расчета

энерговыделения топлива является предварительно полученная информация о его изотопном составе. Для работы с массивом используется метод интерполяции.

Средние значение масс изотопов урана и плутония в ОТВС и остаточного тепловыделения ОТВС вычисляются путем арифметического усреднения значений в определенных точках вдоль ОТВС.

Обоснование погрешности определения изотопного состава и остаточного тепловыделения, измеряемых с помощью данного метода, приведено ниже.

Оценка погрешности изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС ВВЭР, получаемых с использованием методики.

Как уже отмечалось выше, для вычисления изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС ВВЭР используется массив расчетных констант, полученный с использованием программы ТВС РАД. В качестве исходного параметра используется измеренное значение выгорания. В связи с этим, погрешность измерений изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС ВВЭР будет зависеть от:

- погрешности измерения выгорания;
- погрешности вычисления изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС ВВЭР при заданном значении выгорания.

Исходя из этого, для оценки погрешности измерений изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС ВВЭР с использованием установки МКС-01 ВВЭР был проведен анализ:

- результатов верификации программы ТВС РАД по изотопному составу и остаточному тепловыделению;
- данных по выгоранию имитаторов ОТВС ВВЭР-1000, полученных с использованием установки МКС-01 ВВЭР и радиохимического и гамма-спектрометрического методов;
- данных по изотопному составу ОТВС ВВЭР-1000, полученных с использованием установки МКС-01 ВВЭР и радиохимического и гамма-спектрометрического методов.

Верификации программы ТВС-РАД базировалась на сравнении с реперной программой MCU-REA/1.0, с результатами международных математических тестов, а также с данными справочника [7]. В целом можно сказать, что результаты верификации программного комплекса ТВС-РАД свидетельствуют об удовлетворительной точности расчетов радиационных характеристик отработавшего топлива реакторов ВВЭР. Полученные значения погрешности расчетных данных при фиксированном значении выгорания составляют:

- для суммарной массы всех актинидов – 11%;
- для остаточного тепловыделения – 10%.

Радиохимические исследования изотопного состава топлива проводили в аналитической и масс-спектрометрической лабораториях ГНЦ НИИАР в соответствии со стандартами ASTM-E-321-85 и ASTM E244-80 [8]. Описание процедуры исследований содержится в докладе [9]. Погрешность измерения выгорания с использования метода по накоплению продуктов деления составляет 4%.

Проведенный ранее анализ экспериментальных и расчетных данных по выгоранию имитаторов ОТВС ВВЭР показал следующее [10]:

- различия между экспериментальными данными, полученными с помощью установки МКС-01 ВВЭР и

- данными, полученными с использованием радиохимического и гамма-спектрометрического анализа, составляют 1 - 3%;
- различия между экспериментальными данными ГНЦ НИИАР (радиохимический и гамма-спектрометрический анализ) и учетными данными АЭС достигают 9%.

Определение массы изотопов урана и плутония при различных значениях начального обогащения топлива и выгорания проводилось для ОТВС ВВЭР-440 и ВВЭР-1000. В таблице 1 приведены минимальные, максимальные и средние значения разности между расчетными и экспериментальными значениями массы актиноидов в ОТВС. Усреднение разностей между расчетными и экспериментальными значениями массы актиноидов в ОТВС производилось с учетом массы каждого образца (для каждого изотопа суммировались отдельно экспериментальные массы изотопа во всех образцах и расчетные массы изотопа, затем вычислялась разность между ними).

Анализ полученных данных показывает следующее:

- значения разности между расчетными и экспериментальными значениями массы каждого из актиноидов в ОТВС могут достигать нескольких десятков процентов как в положительной, так и в отрицательной области значений;
- в значениях разности не обнаружены закономерности, которые позволяют сделать выводы о необходимости корректировки констант в программе ТВС-РАД, отвечающих за накопление отдельных актиноидов;
- значения разности для суммы изотопов урана и плутония (таблицы 3) существенно меньше, чем для каждого актиноида в отдельности;
- значения разности для каждого из изотопа, усредненные по всем ОТВС (таблица 3), не превышают $\approx 11\%$.

Таблица 1. Разность между расчетными (M_p) и экспериментальными (M_e) значениями массы изотопов урана и плутония, усредненные для всех исследованных ОТВС ВВЭР-440 и ВВЭР-1000.

Изотоп	$(M_p - M_e)/ M_e, \%$		
	Минимальная	Максимальная	Средняя
^{235}U	-31,40	+49,88	-2,97
^{236}U	-19,03	+19,51	-6,52
^{238}U	-1,08	+1,21	0,78
ΣU	-2,12	0,98	0,74
^{238}Pu	-49,23	+25,00	-10,8
^{239}Pu	-9,99	+28,79	5,00
^{240}Pu	-20,50	+38,11	11,4
^{241}Pu	-35,78	+16,79	-7,28
^{242}Pu	-41,11	+55,12	10,4
ΣPu	-8,63	26,32	5,0

Из проведенного анализа можно сделать вывод, что значительные различия между расчетными и экспериментальными значениями массы изотопов урана и плутония для каждого из образцов в отдельности могут быть обусловлены недостаточностью массы изотопов в каждом образце, что увеличивает экспериментальную погрешность. Различия между суммарными расчетными и экспериментальными значениями массы изотопов урана и плутония, не превышающие $\approx 11\%$ при одина-

ковых значениях выгорания, являются удовлетворительными.

Суммарная погрешность измерения массы изотопов урана и плутония с использованием установки МКС-01 ВВЭР определяется по формуле:

$$\delta M = [(\delta m)^2 + (\delta B)^2]^{1/2},$$

где δm – погрешность массы изотопов урана и плутония при фиксированном выгорании, δB – погрешность выгорания (до 10%).

Полученные по данной формуле значения погрешности измерений массы изотопов урана и плутония с использованием установки МКС-01 ВВЭР, приведены в таблице 2. В этой же таблице приведены округленные значения погрешности массы изотопов урана и плутония при фиксированном значении выгорания.

Из таблицы 4 следует, что диапазон погрешностей измерения массы изотопов урана и плутония с использованием установки МКС-01 ВВЭР составляет от 10 до 15% в зависимости от конкретного изотопа. На основе этого принято, что погрешность измерения массы изотопов урана и плутония с использованием установки МКС-01 ВВЭР, установленная на основе анализа данных по изотопному составу 42-х образцов ОЯТ ВВЭР, составляет от 10 до 15% в зависимости от конкретного изотопа.

Таблица 2. Значения погрешности выгорания и масс изотопов урана и плутония, измеряемых с использованием установки МКС-01 ВВЭР, в ОТВС ВВЭР-440 и ВВЭР-1000.

Изотоп	Погрешность массы изотопа, %	
	при фиксированном выгорании	суммарная (с учетом погрешности выгорания)
^{235}U	3	11
^{236}U	7	12
^{238}U	1	10
ΣU	1	10
^{238}Pu	11	15
^{239}Pu	5	12
^{240}Pu	11	15
^{241}Pu	7	12
^{242}Pu	10	15
ΣPu	5	12

Согласно расчетным данным, полученным с использованием программы ТВС-М, остаточное тепловыделение в ОТВС ВВЭР, обусловленное продуктами деления, в несколько раз превосходит остаточное тепловыделение, обусловленное актиноидами. Погрешность данных по массам долгоживущих продуктов деления, определяющих остаточное тепловыделение в ОТВС со временем выдержки более 1 года (^{134}Cs , ^{137}Cs , ^{152}Eu , ^{154}Eu) практически равна погрешности данных по выгоранию, поскольку выход вышеназванных изотопов при делении урана известен достаточно точно. Так как погрешность выгорания, измеряемого с использованием установки МКС-01 ВВЭР, не превышает 10%, погрешность измерения остаточного тепловыделения в ОТВС ВВЭР с использованием установки МКС-01 ВВЭР также не превышает 10%.

Заключение

Установка МКС-ВВЭР позволяет оперативно измерять выгорание ядерного топлива ОТВС ВВЭР, программное обеспечение установки позволяет рассчитывать изотопный состав и остаточное тепловыделение ОТВС ВВЭР на основе измеренного значения выгорания.

Программа ТВС-РАД, с использованием которой получено константное обеспечение установки МКС-01 ВВЭР, является в настоящий момент наиболее совершенным программным продуктом для расчета тепловыделения и изотопного состава ОТВС ВВЭР.

Верификация программы ТВС-РАД, которая осуществлялась путем сравнения с реперной программой MCU-REA/1.0 и с данными справочника по радиационным характеристикам облученного ядерного топлива, показала, что различия между значениями суммарной активности актиноидов и остаточного тепловыделения, полученными с использованием обеих программ, не превышает 11 и 10%, соответственно.

Результаты сравнения данных по выгоранию, рассчитанных с использованием программ КАСКАД, ПЕРМАК-А и измеренных с использованием установки МКС-01 ВВЭР, радиохимического и гамма-спектрометрического методов, показали следующее:

- различия внутри экспериментальных данных не превышают 3%;
- различия между экспериментальными и расчетными данными достигают 9 %.

Массы каждого из изотопов урана и плутония, полученные с использованием программы ТВС-РАД и с использованием радиохимического метода, различаются между собой не более, чем на 11%.

Оцененная погрешность измерений изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС ВВЭР с использованием установки МКС-01 ВВЭР составляет:

- для изотопов урана и плутония – от 10 до 15% (в зависимости от изотопа);
- для остаточного тепловыделения – 10 %.

Литература

1 Правил безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии (НП-061-05).

2 Основные отраслевые правила ядерной безопасности при использовании, переработке, хранении и транспортировании ядерноопасных делящихся материалов (ПБЯ-06-00-96).

3 Правила безопасности при транспортировании радиоактивных материалов ПБТРМ – 2004 (НП-053-04).

4 Основные правила учета и контроля ядерных материалов (НП-030-05).

5 ОСТ 95 745-2005 «Отработавшие тепловыделяющие сборки ядерных энергетических реакторов типа ВВЭР-440. Общие требования к поставке на заводы регенерации».

6 ORIGEN-S: SCALE system module to calculate fuel depletion, actinide transmutation, fission product buildup and decay, and associated radiation source terms. NUREG/CR-0200, Revision 5, Volume 2, Section F7, ORNL/NUREG/CSD-2/V2/R5, RSIC code package CCC-545, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN (September 1995).

7 В.М. Колобашкин, П.М. Рубцов, П.А. Ружанский, В.Д. Сидоренко. Радиационные характеристики облученного ядерного топлива. Справочник. Энергоатомиздат, М., 1983.

8 ASTM E244-80. Standart Test Method for Atom Percent Fission in Uranium and Plutonium Fuel (Mass-spectrometric Method).

9 Лядов Г.Д., Четвериков А.П., Рабинович А.Д и др. Применение метода изотопных корреляций для калибровки установок неразрушающего контроля выгорания топлива в ОТВС реакторов ВВЭР и РБМК. Сборник докладов на шестой Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», Москва, 21-23 мая 2008 года.

10 Николаев С.А., Сомов И.Е., Чернов В.А. и др. Расчетно-экспериментальные исследования выгорания и изотопного состава отработавшего ядерного топлива ТВС ВВЭР-1000 различного обогащения. Сборник докладов на шестой Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики», Москва, 21-23 мая 2008 года.

Секция 1. Эксплуатация АЭС

Радиационная безопасность, экология АЭС, противоаварийная готовность

IN SITU ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ С ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫМИ ВОЗМОЖНОСТЯМИ. НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ РАДИОНУКЛИДОВ В ГРУНТЕ

**Дровников В.В., Егоров М.В., Егоров Н.Ю.,
Живун В.М., Кадушкин А.В., Коваленко В.В.**
Национальный исследовательский ядерный
университет «МИФИ» – НИЯУ МИФИ,
НИЛ «Ядерно-физические технологии радиационного
контроля» – НИЛ ЯФТРК.
Жбанников В.В., Маматов А.П.
Нововоронежская АЭС

Технологии In situ гамма-спектрометрии могут весьма эффективно использоваться при определении характеристик радиоактивного загрязнения местности для оценки степени ее опасности, планирования реабилитационных мероприятий и контроля их проведения, определения объема и характеристик образующихся при реабилитации РАО [1, 2, 3]. Для получения по результатам In situ измерений количественных характеристик загрязнения – удельные активности, запас активности, карта загрязнения и т.д. – необходимо введение поправок на поглощение гамма-излучения заглубленных в грунт радионуклидов. Эти поправки особо значимы для старых загрязнений, характеризуемых достаточно сильным, в смысле поглощения гамма-излучения, заглублением радионуклидов в грунт. Некорректный учет поглощения может приводить к занижению истинной величины активности радионуклидов в десятки раз.

Существующие In situ гамма-спектрометры, в частности, «ORTEC» и «CANBERRA», позволяют определять характеристики загрязнения *только с использованием предварительно созданных шаблонов, описывающих заглубление радионуклидов и дающих возможность сделать поправки на поглощение гамма-излучения в грунте*. Шаблоны «изготавливаются» по результатам лабораторного гамма-спектрометрического радионуклидного анализа достаточно большого числа проб загрязненного грунта, отобранных на обследуемой территории (нескольких десятков и более – в зависимости от размера и характеристик участка местности). Количество и вид отбираемых проб должны корректно описывать распределение радионуклидов по площади и глубине, т.е. необходимо обеспечивать: представительность, отсут-

ствие артефактов, количественную достаточность и т.д. При этом необходимо доставить пробы в лабораторию, провести их соответствующую подготовку и утилизировать после измерений. Описанные действия занимают достаточно много времени, дорогостоящи, требуют наличия квалифицированного персонала и соответствующего оборудования, и т.д.

При описанном выше способе решения задачи вполне логичным представляется вопрос: в чем же, в таком случае, состоит целесообразность самих In situ измерений при наличии отбора проб? Действительно, пробы обязательно должны быть отобраны и измерены в лаборатории! Эти пробы уже в той или иной степени описывают загрязнение территории, т.е. сами In situ спектрометрические измерения уже выглядят сомнительной ценности добавкой к отбору проб, приводящей к дополнительным временным и материальным затратам.

Таким образом, использование In situ спектрометрического метода для контроля загрязненных территорий было бы во всех смыслах оправдано и целесообразно, если бы он позволял определять характеристики загрязнения *без отбора проб*. Из сказанного выше следует, что для этого необходим метод вычисления поправок на поглощение гамма-излучения в грунте непосредственно из In situ спектров, измеренных на обследуемой территории.

Авторами была разработана новая технология In situ гамма-спектрометрического определения характеристик радиоактивного загрязнения местности. От существующих она отличается тем, что позволяет на практике определять значения параметров загрязнения непосредственно из измеряемых спектров без использования какой-либо априорной информации об исследуемой местности и загрязнении, а также без отбора проб и построения шаблонов. Технология особенно эффективна для местности с достаточно сильным заглублением радионуклидов в грунт, приводящим к существенному поглощению гамма-излучения и делающим обязательным учет поглощения при вычислении значений активности.

В основе технологии лежит разработанный авторами метод определения кратности ослабления гамма-излучения непосредственно по спектру экранированного источника – *метод G-фактора* [4]. При этом никакая априорная информация о веществе и геометрии поглощающего слоя не требуется. Метод G-фактора позволяет вычислять кратность ослабления непосредственно из спектра гамма-излучения экранированного источника при наличии в этом спектре хотя бы одного пика полного поглощения. Уточним, что для определения кратности ослабления не требуется также проводить предварительные измерения спектра источника без экранирующего слоя.

Для практической отработки технологии авторами были разработаны In situ сцинтилляционные спектрометры с детекторами NaI(Tl) и CsI(Na). Спектрометры оформлены в виде моноблоков, содержащих сцинтилляционный детектор, цифровой процессор, одноплатный компьютер PC-104, системы навигации, термостабилизации, аккумуляторного питания и беспроводной интерфейс связи с внешним управляющим компьютером или смартфоном. Приборы могут функционировать как под управлением внешнего компьютера или смартфона, так и в полностью автономном режиме под управлением компьютера PC-104. Спектрометрическая информация накапливается в виде синхронизированного с остальными данными списка «амплитуда-время», что позволяет формировать спектры оптимальным образом и всесторонне автоматизировать и упростить работу с прибором в полевых условиях. Полнценная обработка экспериментальных данных может проводиться с помощью программно-методического обеспечения «Sas Na In Situ» [4] как непосредственно в процессе измерений, так и в лабораторных условиях. Для формирования отчетных материалов применяется сервис Google Maps/Earth.

К аппаратурно-программным и методическим решениям, реализованным для эффективности и удобства работы на загрязненной местности, следует отнести:

- аккумуляторное питание спектрометров и беспроводной интерфейс управления и передачи данных Wi-Fi обеспечивают возможность работы без соответствующих кабелей, что во всех смыслах существенно упрощает работу на загрязненной местности, устраниет необходимость контроля состояния кабелей и их дезактивации, и т.д.;
- совместное применение не старт-стопного режима накопления спектрометрической информации, встроенного приемника GPS, сервиса Google Maps/Earth, работы без внешнего управляющего компьютера, а также отмеченное выше отсутствие кабелей, позволяют обходиться без ведения журнала измерений и комфортно проводить измерения силами одного человека;
- возможность полноценной обработки данных в процессе измерений позволяет строить карту загрязнения по мере накопления результатов непосред-

ственно в процессе же измерений, оптимизировать, уточнять схему измерений и т.д., что существенно повышает эффективность исследований в целом.

Технология отрабатывалась в рамках исследования содержания в грунте естественных и техногенных радионуклидов. Корректность In situ результатов определялась путем их сравнения с «паспортными» результатами HPGe низкофонового радионуклидного анализа образцов грунта, отобранных соответствующим образом в местах In situ измерений.

Измерения проводились в Московской области, в Калужской области в зоне чернобыльского загрязнения и на полях фильтрации НВ АЭС. На рисунке 1 показано размещение точек In situ измерений и отбора проб грунта в Калужской области. В лесу спектрометр размещался в точке 1, а отбор проб проводился в точках 1-5; на поле спектрометр размещался в точке 6, а отбор проб проводился в точках 6-10. Пробы отбирались на глубину 30 см, полученные «столбы» делились на слои толщиной 5 см, каждый из которых измерялся на HPGe низкофоновом гамма-спектрометре. Определенные таким образом значения удельных активностей использовались для получения «паспортных» значений характеристик загрязнения: профилей заглубления радионуклидов, удельных активностей и запаса активностей. Уточним, что **для определения характеристик загрязнения по результатам In situ измерений эта информация не использовалась**.

Аналогично проводились измерения и отбор проб в Московской области. На полях фильтрации НВ АЭС было отобрано пять обобщающих проб на глубину ~ 20 см.

Полученные в ходе исследований значения G-фактора для неэкранированного источника ^{137}Cs , для различных типов заглубления радионуклида ^{137}Cs в грунте и для источника ^{137}Cs , находящегося за слоем щебня толщиной 30 см представлены в таблице 1. Значимые различия величин G-фактора для различных типов источников обеспечивает возможность идентификации типа источника, а вычисленные из измеренных в разных условиях спектров значения G-фактора - возможность вычисления соответствующих этим условиям кратностей ослабления.

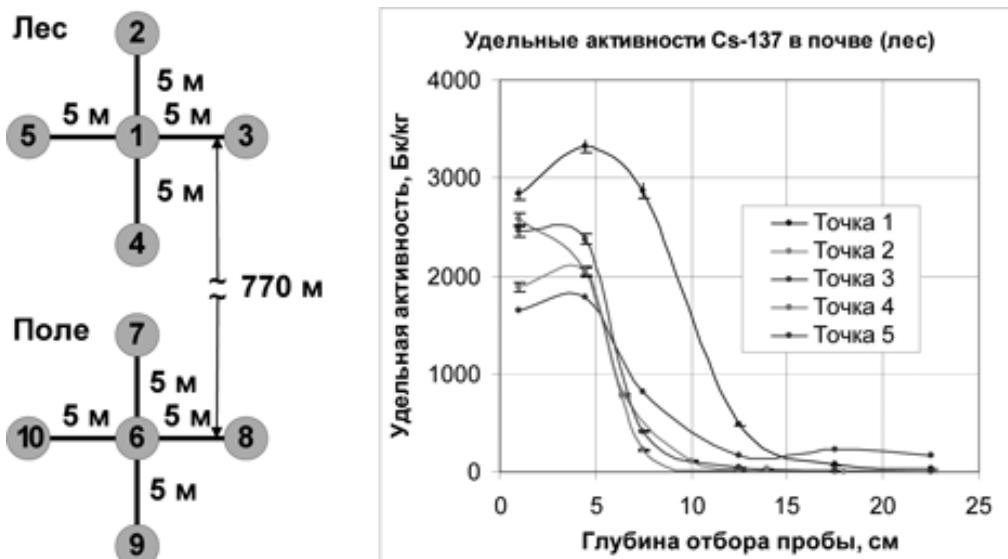


Рис. 1. Схема измерений и отбора проб в районе станции Судимир Калужской области. Распределение по глубине удельной активности радионуклида ^{137}Cs в грунте.

В таблицах 2 и 3 сравниваются результаты определения удельной активности и запаса активности содержащихся в грунте естественных и техногенных

радионуклидов, полученные в Московской и Калужской областях In situ методом и методом лабораторного HPGe низкофонового радионуклидного анализа проб.

Таблица 1. К определению типа источника методом G-фактора

Условия измерений	Значение G-фактора для ^{137}Cs
Источник ^{137}Cs без поглотителя	$4,2 \pm 0,1$
Калужская область. Чернобыльское загрязнение. Лес.	$9,7 \pm 0,1$
Калужская область. Чернобыльское загрязнение. Поле.	$14,0 \pm 0,1$
Нововоронежская АЭС. Поля фильтрации.	$18,4 \pm 0,2$
Источник ^{137}Cs под слоем щебня толщиной 30 см.	$42,9 \pm 0,9$

Таблица 2. Сравнение результатов определения удельной активности содержащихся в грунте естественных и техногенных радионуклидов

Место проведения измерений	Метод определения активности	Удельная активность, Бк/кг			
		^{226}Ra	^{232}Th	^{40}K	^{137}Cs
г. Новогорск, Московская обл.	HPGe анализ проб	$19,0 \pm 0,8$	$28,8 \pm 0,6$	395 ± 7	$3,9 \pm 0,1$
	In situ NaI	$17,9 \pm 1,1$	$24,7 \pm 0,8$	441 ± 7	$3,2 \pm 0,3$
Калужская обл. Лес.	HPGe анализ проб	$8,4 \pm 0,4$	$8,8 \pm 0,3$	186 ± 6	=
	In situ NaI	$8,2 \pm 0,9$	$7,4 \pm 0,6$	175 ± 6	=
Калужская обл. Поле.	HPGe анализ проб	$8,5 \pm 0,2$	$8,1 \pm 0,4$	192 ± 3	404 ± 11
	In situ NaI	$8,8 \pm 1,2$	$7,1 \pm 0,6$	217 ± 5	451 ± 32

Таблица 3. Сравнение результатов определения запаса активности содержащихся в грунте естественных и техногенных радионуклидов

Номер точки измерения/отбора проб	Запас активности радионуклида ^{137}Cs , $\text{Бк}/\text{м}^2 \times 10^4$	
	HPGe анализ проб	In situ NaI
1	$36,1 \pm 1,1$	
2	$14,2 \pm 0,5$	
3	$17,1 \pm 0,5$	
4	$13,7 \pm 0,5$	
5	$15,9 \pm 0,5$	
Среднее / разброс	$19 / 8$	$16,5 \pm 0,5$

Представленная в таблице 3 и на рисунке 1 информация, кроме того, весьма убедительно демонстрирует проблемы, возникающие при определении характеристик загрязнения местности по результатам отбора проб грунта и построении шаблонов.

Значения запаса активности в точках 1-5, полученные по результатам измерения проб, имеют значительный разброс (до ~ 3 раз), что приведет к неприемлемо большой погрешности в определении величины запаса радионуклида ^{137}Cs на исследуемой площадке, т.е. пяти отобранных проб явно недостаточно для корректного описания загрязнения этой площадки. Самым неприятным в этой ситуации является то, что понимание необходимости отбора дополнительных проб возникает только после лабораторного анализа проб. При In situ же измерениях происходит автоматическое усреднение по измеряемой площади и определение запаса оказывается более точным.

Проведенные оценки показали, что в реальных условиях измерений In situ гамма-спектрометр с детектором NaI(Tl) Ø3" x 3" обеспечивает возможность:

- определения активности радионуклида ^{137}Cs в грунте на уровне 5 Бк/кг с погрешностью не более 30% в присутствии радионуклидов ^{40}K ~ 300 Бк/кг, ^{232}Th ~ 20 Бк/кг, ^{226}Ra ~ 20 Бк/кг за ~ 60 минут;
- определять активности радионуклида ^{137}Cs в грунте на уровне 400 Бк/кг и более с погрешностью не более

15% в присутствии радионуклидов ^{40}K ~ 300 Бк/кг, ^{232}Th ~ 20 Бк/кг, ^{226}Ra ~ 20 Бк/кг за ~ 5 минут.

На полях фильтрации НВ АЭС отрабатывались элементы In situ технологии определения бюджета активности находящихся в аккумулирующем слое радионуклидов, а также поиска и исследования характеристик локальных участков с активностью, превышающей допустимые уровни.

На рисунке 2 показана схема измерений, а на рисунках 3–5 – пространственное распределение полной скорости счета, G-фактора для радионуклида ^{137}Cs , удельной активности и запаса радионуклидов ^{137}Cs и ^{60}Co на обследованном участке. В таблице 4 приведены результаты определения удельной активности радионуклидов ^{137}Cs и ^{60}Co In situ методом и методом лабораторного HPGe радионуклидного анализа проб.

Участки поля фильтрации со значением G-фактора ~ 20 идентифицируются на основании значений G-фактора как слой грунта с равномерно распределенной по нему активностью. Эти участки корректно описываются величинами удельных активностей радионуклидов ^{137}Cs и ^{60}Co , определяемыми непосредственно из In situ спектров.

Участки поля со значением G-фактора ~ 25 и более, также по значению G-фактора, идентифицируются как источник, находящийся под слоем грунта, активность которого пренебрежимо мала по сравнению с активно-

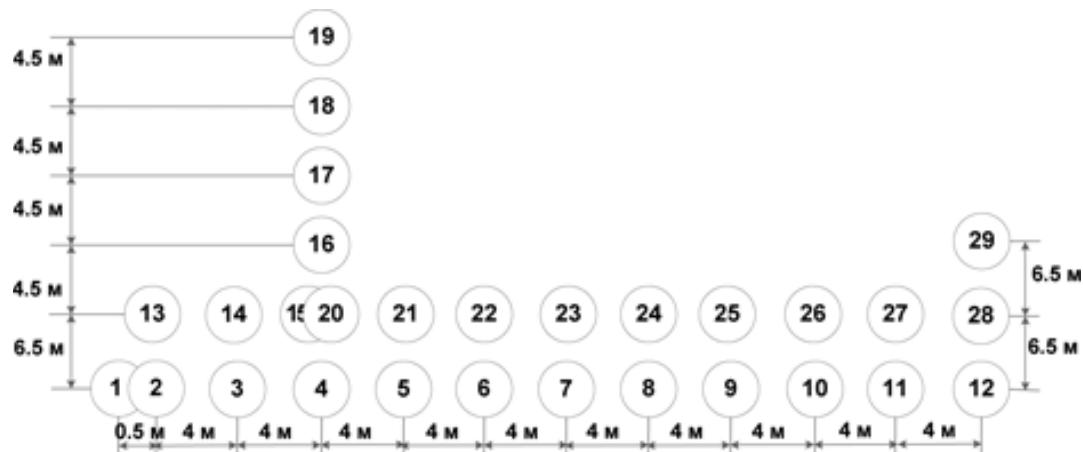


Рис. 2. Схема In situ измерений и отбора проб на полях фильтрации НВАЭС

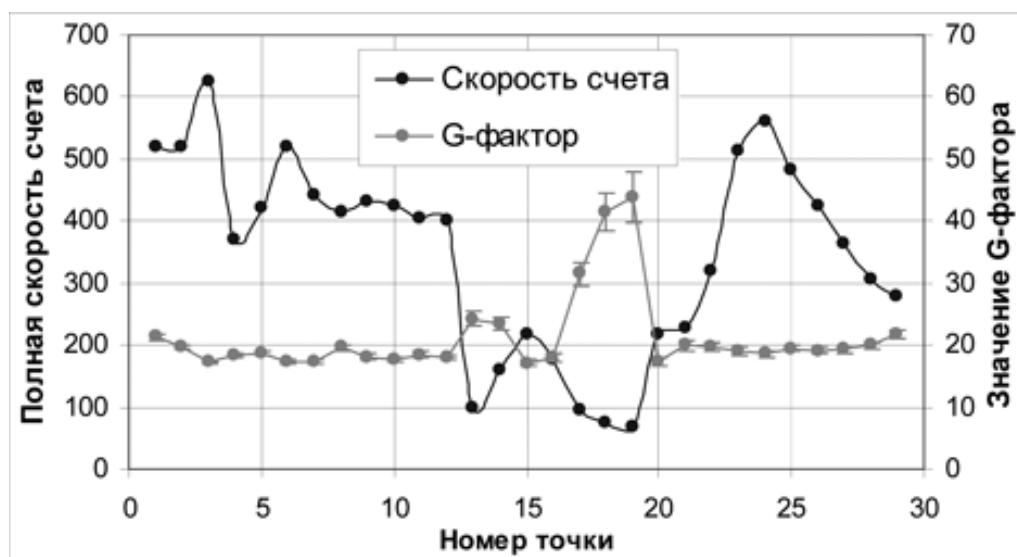


Рис. 3. Пространственное распределение полной скорости счета и G-фактора для радионуклида ^{137}Cs на полях фильтрации НВАЭС

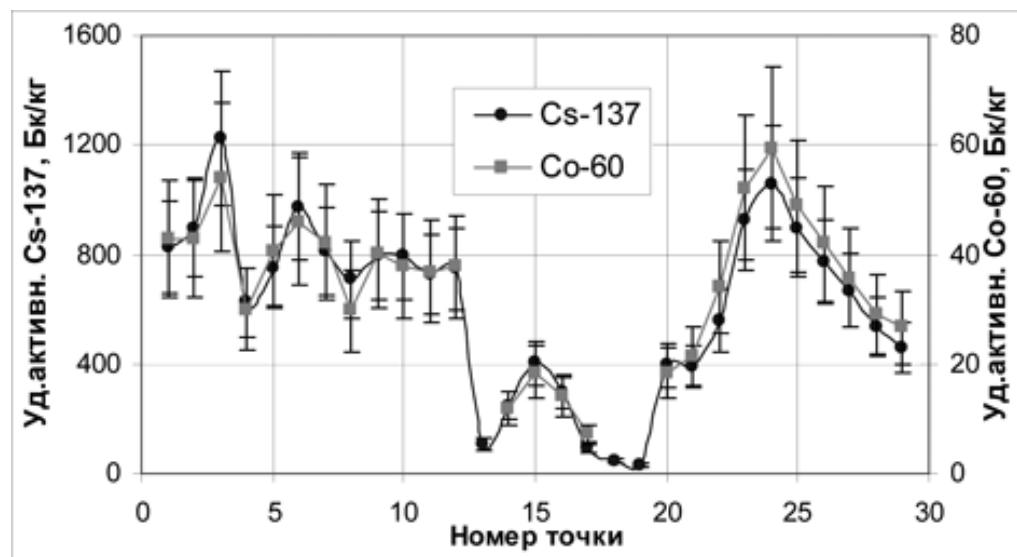
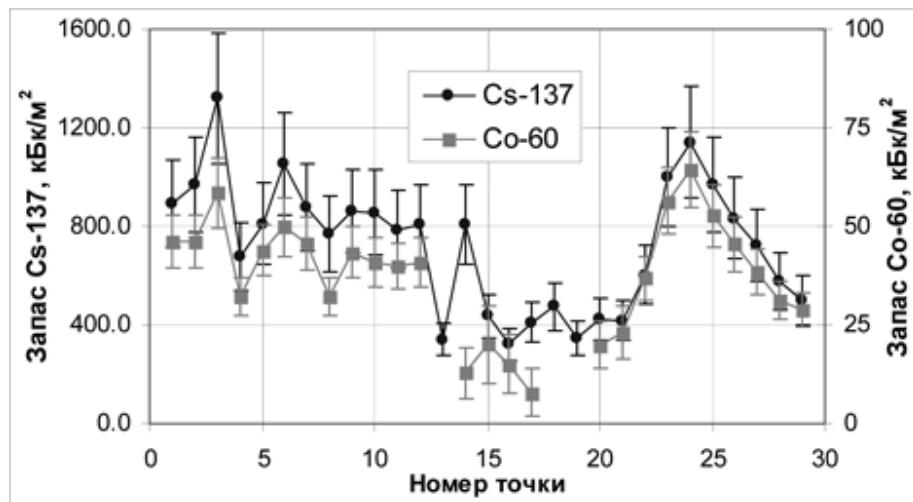


Рис. 4. Распределение удельной активности ^{137}Cs и ^{60}Co на полях фильтрации НВАЭС

Рис. 5. Распределение запаса активности ^{137}Cs и ^{60}Co на полях фильтрации НВАЭС

стью расположенного под ним источника. Описывать эти участки с помощью величины удельной активности без учета ее изменения по глубине уже не корректно, т.к. активность в этом случае будет «размазана» по дополнительному чистому грунту, т.е. ее значения будут занижены. Это, в свою очередь, приведет к снижению оценок бюджета активности и необнаружению локальных максимумов. Действительно, скорости счета в этих зонах поля падают (рис. 4), т.е. при дозиметрическом контроле они будут признаны чистыми и заглубленная под ними активность обнаружена не будет. Использование вычисляемого с помощью метода G-фактора параметра «запас активности», т.е. активности, приходящейся на единицу площади, позволяет учесть поглощение гамма-излучения источника, находящегося под слоем чистого грунта. На рисунках 5 и 6 хорошо видна «коррекция» профилей запаса активности радионуклидов ^{137}Cs и ^{60}Co относительно профилей их удельных активностей.

Таблица 4. Сравнение результатов определения удельной активности радионуклидов ^{137}Cs и ^{60}Co на полях фильтрации Нововоронежской АЭС

Номер точки измерений	Метод определения удельной активности	Удельная активность, Бк/кг	
		^{60}Co	^{137}Cs
2	HPGe анализ проб	41,7 ± 1,3	1060 ± 20
	In situ CsI	46 ± 21	985 ± 68
3	HPGe анализ проб	58,9 ± 2,0	1230 ± 30
	In situ CsI	60 ± 24	1300 ± 90
4	HPGe анализ проб	43,3 ± 3,9	722 ± 17
	In situ CsI	39 ± 14	674 ± 46
7	HPGe анализ проб	69,7 ± 3,4	920 ± 20
	In situ CsI	52 ± 13	866 ± 54

Представленные выше результаты позволяют считать, что авторам удалось принципиально улучшить In situ спектрометрический метод исследования загрязненных территорий, полностью исключив необходимость использования априорной информации о загрязнении и вспомогательный отбор проб грунта.

Список литературы

1. Cristina Nuccetelli. *In situ gamma spectroscopy in environmental research and monitoring// Applied Radiation and Isotopes Volume 66, Issue 11, November 2008, Pages 1615-1618.*

2. Lenka Trnková, Tomáš Trojeka and Lenka Thinová. Gamma spectrometric measurements of depth-related radionuclide distribution in walls// *Applied Radiation and Isotopes Volume 68, Issues 4-5, April-May 2010, Pages 832-835.*

3. A. Baezaa and J.A. Corbacho. *In situ determination of low-level concentrations of ^{137}Cs in soils// Applied Radiation and Isotopes Volume 68, Issues 4-5, April-May 2010, Pages 812-815.*

4. Дровников В.В., Егоров М.В. и др. Новый метод определения активности источников гамма-излучения, находящихся за слоем поглотителя с априорно неизвестными свойствами – Метод G-фактора// АНРИ, № 3, 2010 г. (в печати).

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ ТЕЧИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ РАДИАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ

Егоров В.А.
ООО НПП «РАДИКО», г. Обнинск

1. Введение

ACOTT-A является одним из мероприятий по созданию эффективного и надежного инструмента обнаружения и идентификации течей теплоносителя из оборудования и трубопроводов контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ) на ранней стадии их возникновения. Мероприятие позволяет не допустить разрывы трубопровода большого диаметра при регистрации “малой течи” путем принятия адекватных мер.

ACOTT-A представляет собой функциональное объединение измерительного оборудования, коммуникаций информационно-вычислительной сети и программного обеспечения. Система позволяет полностью автоматизировать процесс обнаружения и оценки течи оборудования и трубопроводов КМПЦ.

Функции:

- Обнаружение утечек теплоносителя в оборудовании и трубопроводах КМПЦ в контролируемых помещениях на ранней стадии их возникновения по изменению уровня объемной активности аэрозолей воздушной среды, отбираемой с помощью пробоотборных линий из зоны возникновения течи.
- Определение наличия течи по увеличению контролируемой активности конденсата влажности воздуха из контролируемых помещений.

- Идентификация течей, включая оценку местоположения течи с точностью до помещения.
 - Выдача результатов контроля оперативному персоналу энергоблока.
- Состав системы:
- Комплексы измерения активности воздушной среды помещений с нормальной влажностью (КИАВС-НВ).
 - Комплексы измерения активности воздушной среды помещений с высокой влажностью (КИАВС-ВВ).

- Универсальные блоки управления КИАВС (УБУ КИАВС).
- Автоматизированное рабочее место оператора (АРМ).

На рисунке 1 представлена упрощенная схема реактора РБМК-1000 где отмечены помещения, из которых отбирается контролируемая среда. Помещения: подаппаратное, шахта опускных трубопроводов, раздаточных групповых коллекторов, барабан сепараторов.

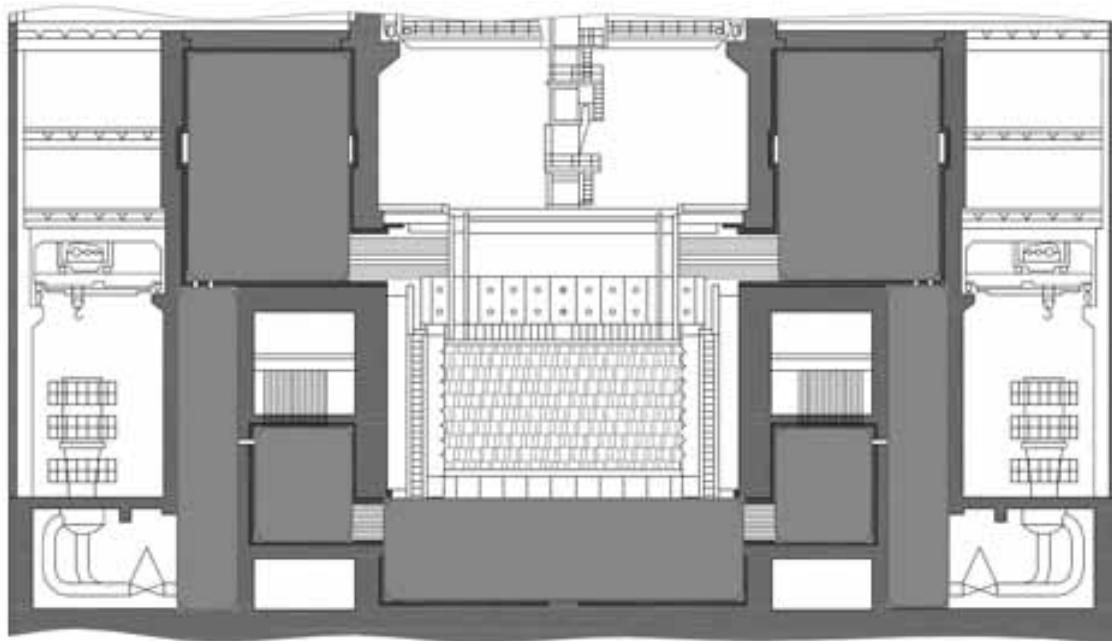


Рис. 1. Помещения, из которых осуществляется отбор контролируемой среды

2. Технические характеристики

Питание системы осуществляется от однофазной сети переменного тока 50 Гц, 220 В.

Рекомендуемый расход воздушной среды ($20 \div 35$) л/мин.

Время установления рабочего режима системы не более 40 минут.

Система обеспечивает формирование и передачу сигналов:

- о текущем значении объемной активности аэрозолей;
- о текущем значении объемной активности конденсата;
- о значении расхода воздуха;
- о неисправности оборудования;
- превышения контролируемой активности установленных порогов.

Система обеспечивает установку предупредительного и аварийного уровней сигнализации во всем диапазоне измерения.

В системе предусмотрена возможность блокирования сигналов превышения пороговых уставок в режиме технического обслуживания.

Оборудование ACOTT-A обеспечивает автоматическую самодиагностику оборудования, формирование сигнала о неисправности и вывод его на внешние устройства по каналу передачи данных.

Сигналы превышения пороговых уставок представляются в виде:

- сигнала состояния на дисплее;
- звуковых сигналов.

3. Принцип действия ACOTT-A

Контролируемая среда подаётся на комплексы измерения активности воздушной среды высокой или нормальной влажности. На пробоотборных линиях устанавливаются влагоотделители. Отбираемый воздух поступает во влагоотделители. По заданному алгоритму осуществляется накопление конденсата из влагоотделителей в накопительных емкостях, которые в свою очередь оснащены ультразвуковыми уровнями. На данном этапе вычисляется скорость накопления конденсата. После накопления необходимого объема жидкости осуществляется слив в измерительную камеру. Далее производится измерение объемной активности жидкости с помощью спектрометрического устройства детектирования УДЖГ-201. После окончания измерения осуществляется промывка измерительной камеры химобессолевой водой.

Осущененный воздух поступает из влагоотделителей в установку измерения объемной активности аэрозолей в воздухе (УДАС-201).

Конструктивные отличия КИАВС-НВ от КИАВС-ВВ, заключается в том, что КИАВС-НВ обеспечивает измерение только активности аэрозолей, и не имеет в своем составе накопительных емкостей и УДЖГ-201. Слив из влагоотделителей КИАВС-НВ осуществляется напрямую в трап.

Измерительная и диагностическая информация КИАВС обрабатывается в УБУ КИАВС и передается в АРМ ACOTT-A.

- Штатное функционирование АСОТТ-А осуществляется в следующих режимах:
- автоматическом (без участия персонала);
 - автоматизированном, при котором часть операций в ходе получения измерительной информации выполняется оператором;

- ручном, при котором рабочие операции выполняются вручную.

Все УБУ КИАВС и АРМ объединены в отказоустойчивую сеть. Каждый участок сети представляет собой две физически разных линии связи, проложенных в разных кабельных лотках. Таким образом, отказ одной из линий не приводит к потере связи.

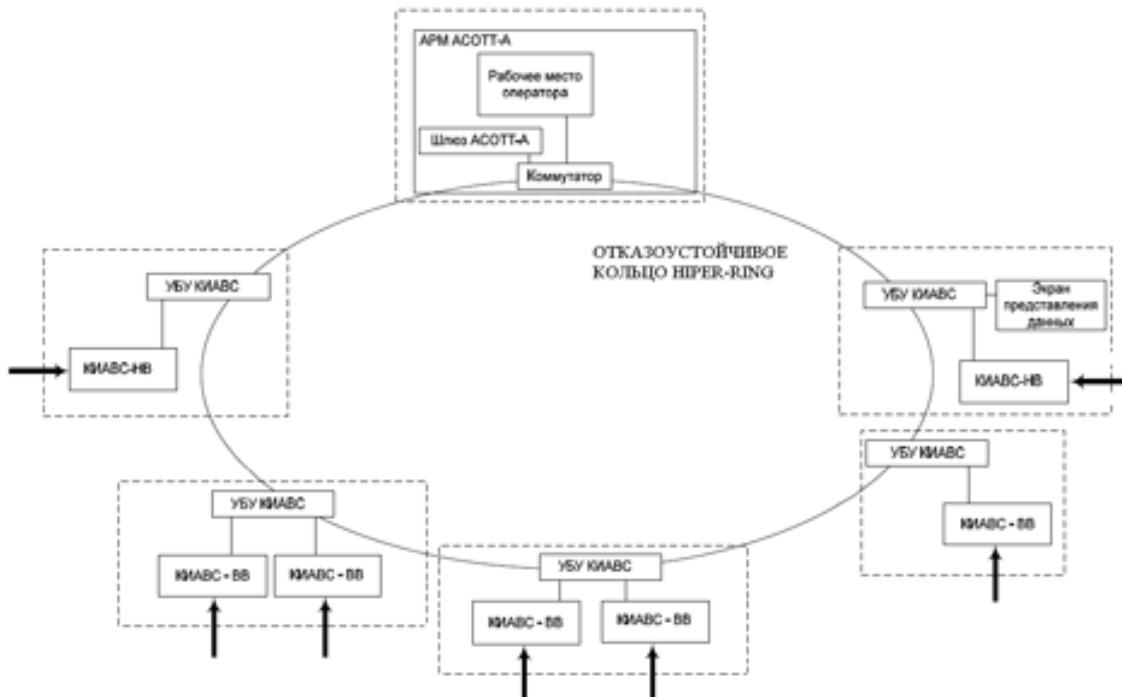


Рис. 2. Отказоустойчивое кольцо.

4. Комплекс измерения активности воздушной среды

КИАВС выполнен в виде стенда. Стенд представляет собой металлическую раму с размещённым на ней оборудованием, соединённым трубами, шлангами и кабельными коммуникациями. На стенде заведены кабели питания и сигнальные кабели, а также подводится контролируемая среда и обеспечен слив конденсата в дренаж.

Комплексы измерения активности воздушной среды различаются в зависимости от параметров влажности контролируемой среды:

- для нормальной фоновой влажности — КИАВС НВ;
- для высокой фоновой влажности — КИАВС ВВ.

На стенде КИАВС предусмотрена продувка сжатым воздухом всех компонентов комплекса.

4.1. Комплекс измерения активности воздушной среды высокой влажности

КИАВС-ВВ предназначен для измерения объемной активности аэрозолей в помещениях с высокой фоновой влажностью, в том числе в условиях отсутствия течи.

КИАВС-ВВ оснащен влагоотделителем для исключения попадания капельной влаги в УДАС-201. Конденсат, образованный в результате работы влагоотделителей сливается в накопительную емкость, где производится измерение скорости ее поступления и накопление необходимого объема жидкости для последующего измерения. При скорости поступления

конденсата больше или равной 350 мл/ч производится ее измерение в УДЖГ-201. По завершению измерения жидкость сливается в дренаж. После измерения конденсата обеспечивается автоматическая промывка УДЖГ-201 химобессоленной водой.

4.2. Комплекс измерения активности воздушной среды нормальной влажности

КИАВС-НВ предназначен для измерения объемной активности аэрозолей в помещениях с нормальной фоновой влажностью в условиях отсутствия течи.

КИАВС-НВ оснащен каплеотбойниками с сигнализаторами жидкости для исключения попадания капельной влаги в УДАС-201.

4.3. Устройство детектирования аэрозольной активности УДАС-201

Установкой УДАС-201 проводятся измерения суммарной объемной активности бета-излучающих аэрозолей в пробах воздуха контролируемых помещений.

Режим выполнения измерений объемной активности бета-излучающих аэрозолей в пробах воздуха — непрерывный.

Энергетический диапазон измеряемого беттаизлучения от 80 до 2000 кэВ.

Диапазон измеряемой суммарной объемной активности бетта-излучающих аэрозолей в пробах воздуха

составляет от $1 \frac{Бк}{M^3}$ до $1 \times 10^6 \frac{Бк}{M^3}$.

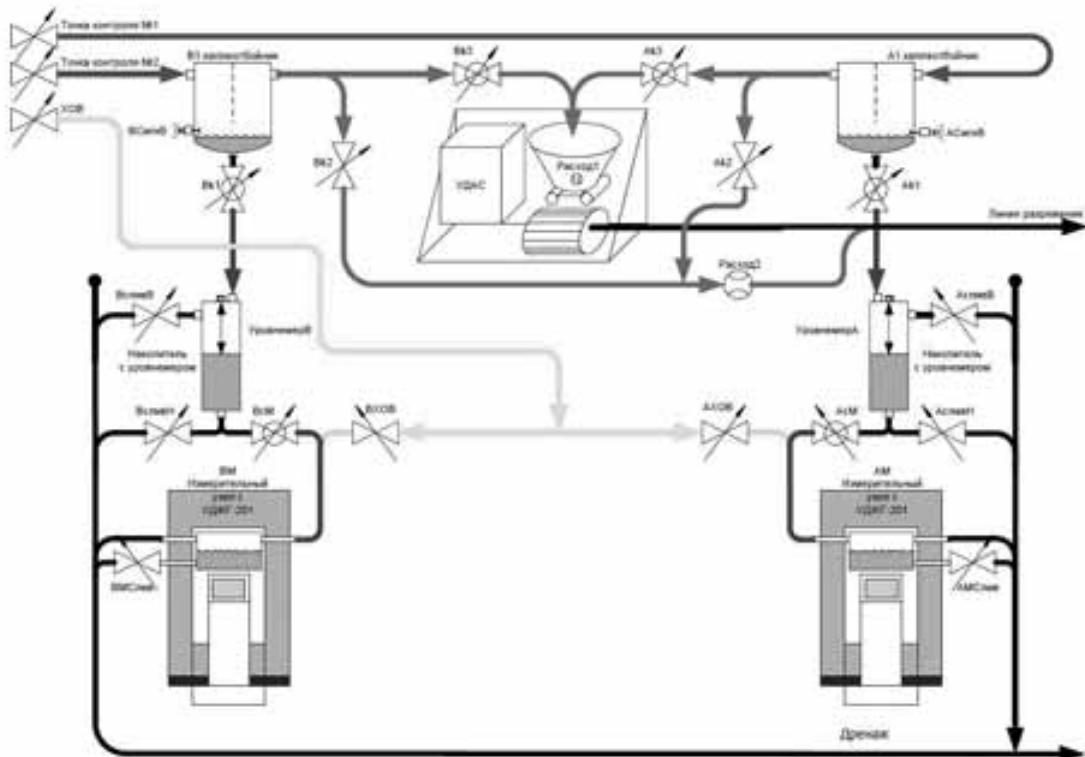


Рис. 3. Схема КИАВС-ВВ.

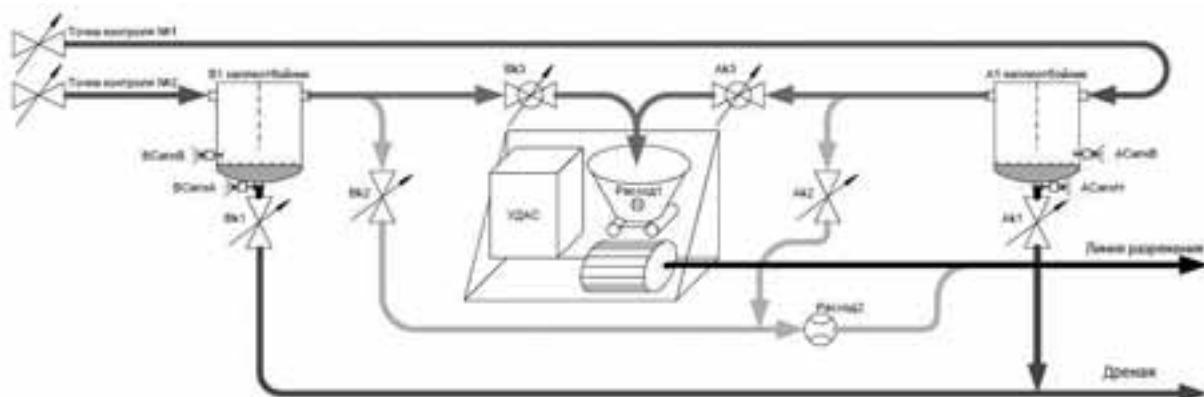


Рис. 4. Схема КИАВС-НВ.

Метод измерения суммарной объемной активности бета-излучающих аэрозолей в пробах воздуха основан на регистрации полупроводниковым детектором бета-излучения радионуклидов аэрозолей, адсорбируемых ленточным фильтром. Измеряемая скорость счета импульсов обрабатывается в блоке первичной обработки.

Для измерений используется сдвоенный детектор, состоящий из двух одинаковых независимых детекторов, смонтированных совместно таким образом, что при измерениях один из них регистрирует как бета-частицы, так и фотоны, второй же регистрирует только фотоны, и служит для компенсации вклада гамма-излучения в общую скорость счета импульсов от регистрируемых частиц.

Непосредственно измеряемой величиной служит скорость счета импульсов в энергетическом окне в диапазоне энергий от 80 до 2000 кэВ.

Суммарная объемная активность бета-аэрозолей определяется по результатам отдельных измерений в режиме непрерывного контроля.

Блок расходомера контролирует объемный расход воздуха и выдает сигнал пропорциональный расходу на блок первичной обработки (БПО) и контролирует состояние фильтра.

Детектор преобразует энергию бета- и гамма-излучений в электрические импульсы, амплитуда которых пропорциональна регистрируемой энергии, а частота – активности.

Фильтр представляет собой фильтрующую ленту, в которой осаждаются радиоактивные частицы из проходящего через неё воздуха. Высокая эффективность фильтра способствует наиболее точному измерению активности аэрозолей. По мере засорения фильтра увеличивается его сопротивление прохождению воздуха, что приводит к повышению давления в тракте расходомера.

Повышенное давление регистрируется датчиком давления, сигнал от которого передается на БПО. С БПО подается напряжение на электродвигатель про-



Рис. 5. Функциональная схема УДАС-201.

тяжного механизма. Электродвигатель обеспечивает перемотку фильтрующей ленты с подающего барабана на принимающий.

При обрыве фильтрующей ленты понижается давление в воздушном тракте расходомера. Понижение давления регистрируется вторым датчиком давления, который подает сигнал на БПО. БПО выводит информацию о неисправности.

Расходомер выполнен на базе датчика воздушного потока. Датчик воздушного потока расходомера выдает сигнал на БПО, пропорциональный объемному расходу прокачиваемого воздуха.

Импульсы с детекторов поступают на вход предуслителей. У каждого детектора свой предуслитель. Предуслители усиливают импульсы, поступающие с детекторов, и нормализуют их по длительности.

С выходов предуслителей блока детектирования импульсы подаются в блок БПО. БПО обрабатывает сигналы поступающие с БД и расходомера, формирует сигнал в цифровой форме о величине и обозначении объемной активности аэрозолей.

4.4. Устройство детектирования объемной активности УДЖГ-201

Устройством детектирования УДЖГ-201 проводятся измерения суммарной объемной активности гамма-излучающих радионуклидов и объемной активности ^{24}Na в пробах конденсата влаги воздуха.

Режим выполнения измерений суммарной объемной активности гамма-излучающих радионуклидов и объемной активности ^{24}Na в конденсате – непрерывный.

Энергетический диапазон измеряемого гамма-излучения от 300 до 3000 кэВ.

Диапазон измерения суммарной объемной активности гамма-излучающих радионуклидов в конденсате

составляет от $1 \times 10^4 \frac{\text{Бк}}{\text{м}^3}$ до $1 \times 10^8 \frac{\text{Бк}}{\text{м}^3}$.

Метод измерения суммарной объемной активности гамма-излучающих радионуклидов и объемной активности ^{24}Na в конденсате устройством детектирования УДЖГ-201 основан на регистрации гамма-излучения в жидкости, заполняющей измерительную емкость, сцинтилляционным детектором с кристаллом $\text{NaI}(\text{Tl})$ в режиме энергетического спектрометра и последующей автоматической обработкой измеряемых спектров в БПО.

Непосредственно измеряемыми величинами служат суммарный счет в заданном энергетическом окне спектрограммы в диапазоне энергий от 300 до 3000 кэВ.

БД состоит из сцинтилляционного детектора. Детектор выполнен на основе кристаллического NaI сцинтиллятора и фотоэлектронного умножителя. В детектор вмонтирован источник ионизирующего излучения ^{241}Am , который позволяет компенсировать температурный дрейф энергетического спектра. Сцинтиллятор де-

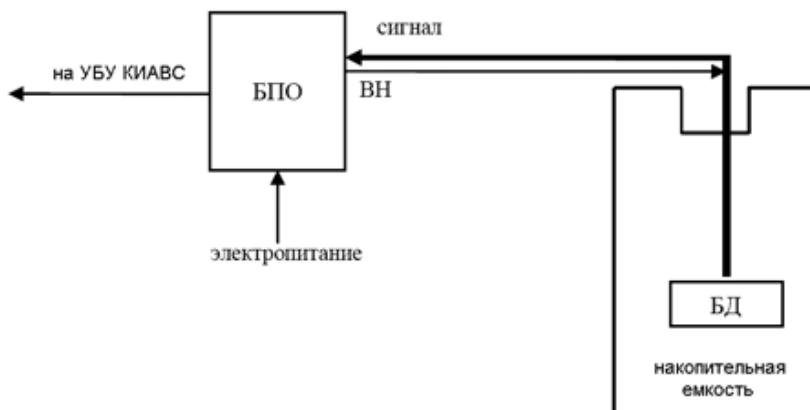


Рис. 6. Блок-схема УДЖГ-201.

детектора преобразует энергию гамма-излучения в фото-вспышки, которые в свою очередь преобразовываются ФЭУ в электрические импульсы.

С БД на вход измерительной платы БПО поступают импульсы, частота следования которых пропорциональна активности, а амплитуда – энергии гамма-излучения. БД соединен с БПО посредством контрольного кабеля.

БПО выполняет следующие функции:

- преобразовывает напряжение сети питания в стабильные напряжения +5 В, +15 В, минус 15 В;
- осуществляет приём сигнала с БД;
- анализирует спектр гамма-излучения и осуществляет его термостабилизацию;
- преобразует сигналы, поступающие с детектора в цифровой вид;
- формирует сигнал превышения уставок;
- осуществляет тестирование оборудования;
- хранит в циклическом архиве 60 значений измеряемой величины;
- хранит в циклическом архиве 359 событий.

5. Универсальный блок управления КИАВС

УБУ КИАВС предназначен для управления одним или двумя КИАВС и обеспечивает:

- реализацию алгоритмов пробоотбора и измерения объемной активности конденсата и аэрозолей;
- сбор измерительной и диагностической информации КИАВС;
- работу КИАВС в ручном и автоматическом режимах;
- определение неисправности оборудования КИАВС;
- локальное хранение данных;
- автономную работу КИАВС;
- передачу диагностической и измерительной информации в АРМ АСОТТ-А;
- получение команд управления КИАВС от АРМ АСОТТ-А;
- для модификации УБУ КИАВС с монитором локальное представление диагностической и измерительной информации КИАВС.

6. Автоматизированное рабочее место

Автоматизированное рабочее место предназначено для контроля за параметрами и управления оборудованием в составе программно-технического комплекса верхнего уровня (ПТК ВУ), который входит в состав автоматизированной системы обнаружения течи теплоносителя по активности (АСОТТ-А).

АРМ АСОТТ-А обеспечивает:

- представление информации и организацию пользовательского интерфейса с оператором;
- ведение базы данных АСОТТ-А;
- получение оперативной измерительной информации, информации о событиях, обобщенной диагностической информации от УБУ КИАВС;
- представление измерительной информации в виде таблиц, графиков, численных значений на видеокадрах;
- представление информации о событиях в виде текстовых сообщений и протоколов;
- цветовую и звуковую сигнализацию событий;
- представление обобщенной диагностической информации;
- формирование команд для управления исполнительными механизмами по запросу оператора;
- передачу управляющих команд на нижестоящий уровень, для управления алгоритмами работы КИАВС;
- синхронизацию системного времени ПТК ВУ АСОТТ-А с ПТК ВУ АСОТТ-П;
- передачу установленного списка параметров в ПТК ВУ АСОТТ-П;
- хранение измерительной информации, информации о событиях;
- хранение справочной информации;
- выдачу измерительной информации, информации о событиях, справочной информации по запросу.

7. Программное обеспечение «Монитор»

Взаимодействие оператора с прикладным программным обеспечением при проведении процедур контроля

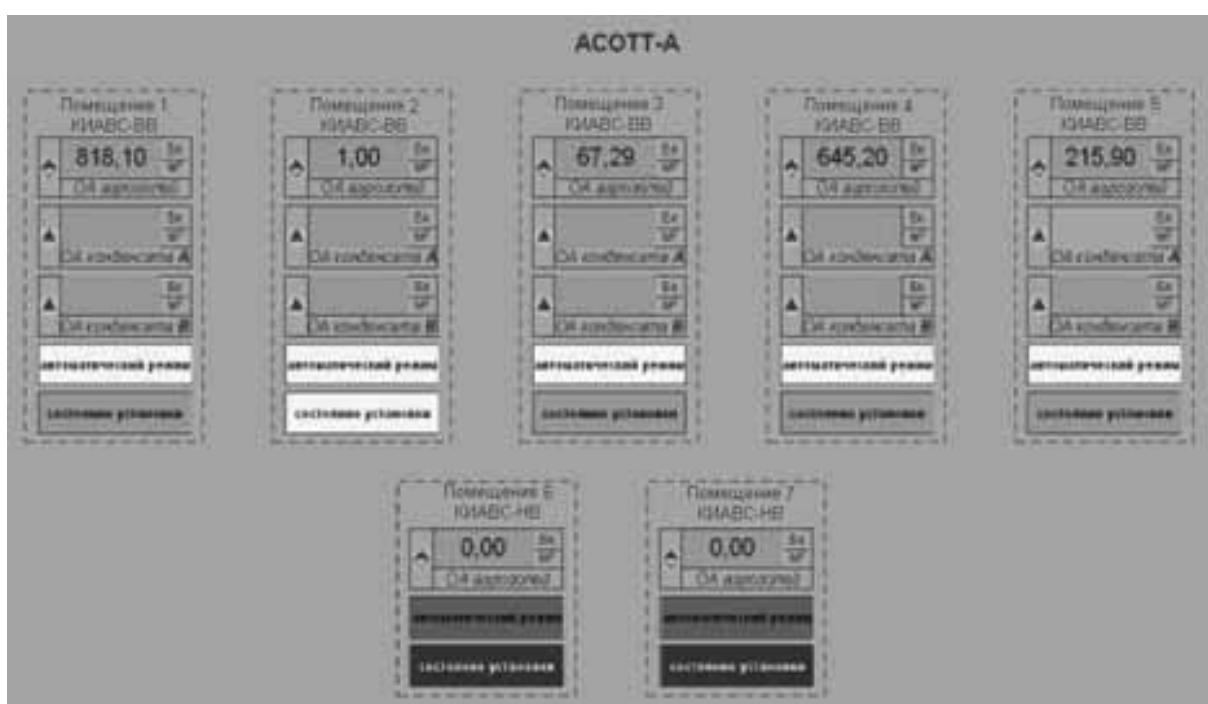


Рис. 7. Пример видеокадров программы «Монитор»

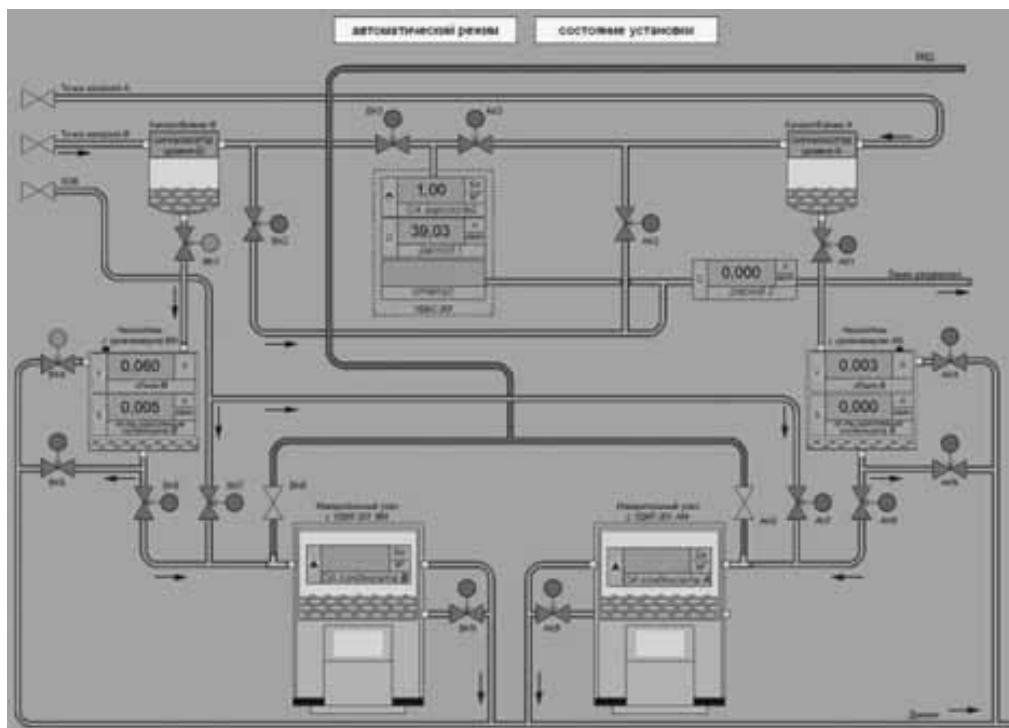


Рис. 7. Окончание.

и управления основано на использовании многооконного интерфейса под управлением операционной системы Windows 2000/XP.

При работе с прикладным программным обеспечением оператор может вызывать набор видеокадров, ряд функциональных окон.

Слайд представляет собой мнемосхему, которая позволяет отслеживать работу устройств в соответствии с алгоритмом в автоматическом режиме и управлять вручном.

Элементами слайда являются блоки названия, которых совпадают с названиями устройств.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ РАДИАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ АЭС НА ОСНОВЕ АППАРАТУРЫ РАДИАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ПЯТОГО ПОКОЛЕНИЯ

Кислов О.В., Никитин П.В., Ртищев Д.Е.
ФГУП «Приборостроительный завод», г. Трехгорный

Введение

Большинство российских АЭС вводилось в эксплуатацию в период с 1961 по 1993 год, в период с 1993 по 2001 не было введено в эксплуатацию ни одного нового энергоблока. Срок службы каждого без проведения мероприятий по продлению этого ресурса энергоблока составляет 30 лет и на сегодняшний день практически для всех энергоблоков АЭС этот срок выработан. Строительство энергоблоков-заместителей начало только в 2008 году.

Для поддержания объема выработки электрической энергии на атомных станциях ОАО «Концерн Росэнергоатом» разработана программа модернизации систем радиационного контроля действующих АЭС, предусматривающую модернизацию всех действующих СРК с выработанным ресурсом.

В эксплуатации на различных АЭС на сегодняшний день имеются СРК всех поколений (УСИ-Т, «Система-8004», АКРБ-01/03/06/08). Эти СРК представляют собой автоматизированные системы с централизованной структурой и минимальной автоматизацией процессов анализа и обработки информации.

Оборудование всех указанных систем разработано на элементной базе, выпускавшейся еще в СССР, и с применением технических решений 60-80-х годов XX века. Поддержание оборудования этих систем в эксплуатации затруднено, так как выпуск отдельных видов запасных частей и комплектующих изделий прекращен.

К настоящему времени разработаны и введены в действие новые нормативные документы (СП АС-03, серии РД ЭО, ГОСТ Р 50746-2000, ГОСТ 29075-91 и т.д.), требования которых являются новыми или существенно жестче ранее применяемых.

Большинство действующих СРК (кроме модернизированных в период с 2004 по настоящее время) не соответствуют требованиям современных НД по диапазонам измерения основных параметров, показателям надежности и помехоустойчивости, информативность действующих подсистем очень низкая — отсутствуют функции самодиагностики, расширенного тестирования, степень детализации представляемой информации крайне низкая.

Модернизированная СРК

Поставленная ОАО «Концерн Росэнергоатом» задача модернизации СРК действующих энергоблоков подразумевала разработку децентрализованной СРК с обособленными точками контроля, работоспособность которых не зависит от работоспособности других точек контроля. Оборудование новой СРК должно соответствовать всем требованиям современных нормативных документов к функциональному наполнению, устойчивости к воздействию внешних факторов, структуре и надежности.

Основную часть СРК, подвергаемой модернизации составляет оборудование АСРК. Процесс модернизации действующих АСРК имеет свои особенности, существенно усложняющие проведение замены оборудования и ввод новой АСРК в действие, а именно:

- замена кабельных трасс и пробоотборных линий не всегда оправдана и не всегда возможна;
 - персонал располагает отработанными методиками эксплуатации, обслуживания и ремонта оборудования АСРК, существенное изменение которых приводит к необходимости переучивания персонала и, возможно, повлечет большое количество ошибок персонала в начальный период эксплуатации;
 - персонал АЭС работает по утвержденным регламентам, изменение которых для одной службы (например, для отдела радиационной безопасности) повлечет изменение порядка работы персонала всей АЭС;
 - сроки выполнения модернизации, сроки выполнения подготовительных работ для размещения оборудования и сроки выполнения монтажа не позволяют проводить длительную наладку оборудования СРК, т. к. весь процесс ограничивается длительностью выполнения процедур продления ресурса энергоблока (ППР или среднего ремонта).
- Задача модернизации СРК действующих АЭС решалась путем разработки новой концепции построения АСРК и новой линейки оборудования, отличного от эксплуатирующегося в настоящее время и удовлетворяющего всем требованиям современных нормативных документов, в котором сохранена преемственность основных методов эксплуатации и обслуживания. Модернизированная АСРК (рис.1) была разработана на основе следующих базовых принципов:
- архитектура системы должна быть двухуровневой (нижний и верхний уровни).

- базовым элементом нижнего уровня СРК должны быть “интеллектуальные” датчики;
- связь верхнего уровня с нижним должна обеспечиваться без дополнительного оборудования обработки информации;
- каждая точка контроля должна содержать минимальное количество оборудования и нести максимальную функциональную нагрузку;
- оборудование должно обладать высокими надежностными характеристиками;
- оборудование должно соответствовать требованиям современных нормативных документов;
- должна быть предусмотрена возможность выполнения сервисных работ с оборудованием удаленно с АРМ инженерного персонала;
- новое оборудование должно иметь возможность проведения значительного количества операций настройки на предприятии-изготовителе, т.к. длительность периодов ППР короткая.

При разработке оборудования существенно увеличена функциональность оборудования и программного обеспечения, повышена информативность процессов радиационного контроля и степень автоматизации отдельных функций (например, введены автоматическая проверка работоспособности от встроенных контрольных генераторов, процедуры автоматического управления электромагнитными клапанами в линиях газового пробоотбора и т.п.).

В результате разработки новой СРК создана линейка средств измерения с расширенными диапазонами измерения, что позволило сократить количество технических средств в отдельных точках контроля, применить новые технические средства и в составе подсистем нормальной эксплуатации и в составе подсистем безопасности. Новые средства измерения представляют собой программно-технические средства, большинство настроек которых

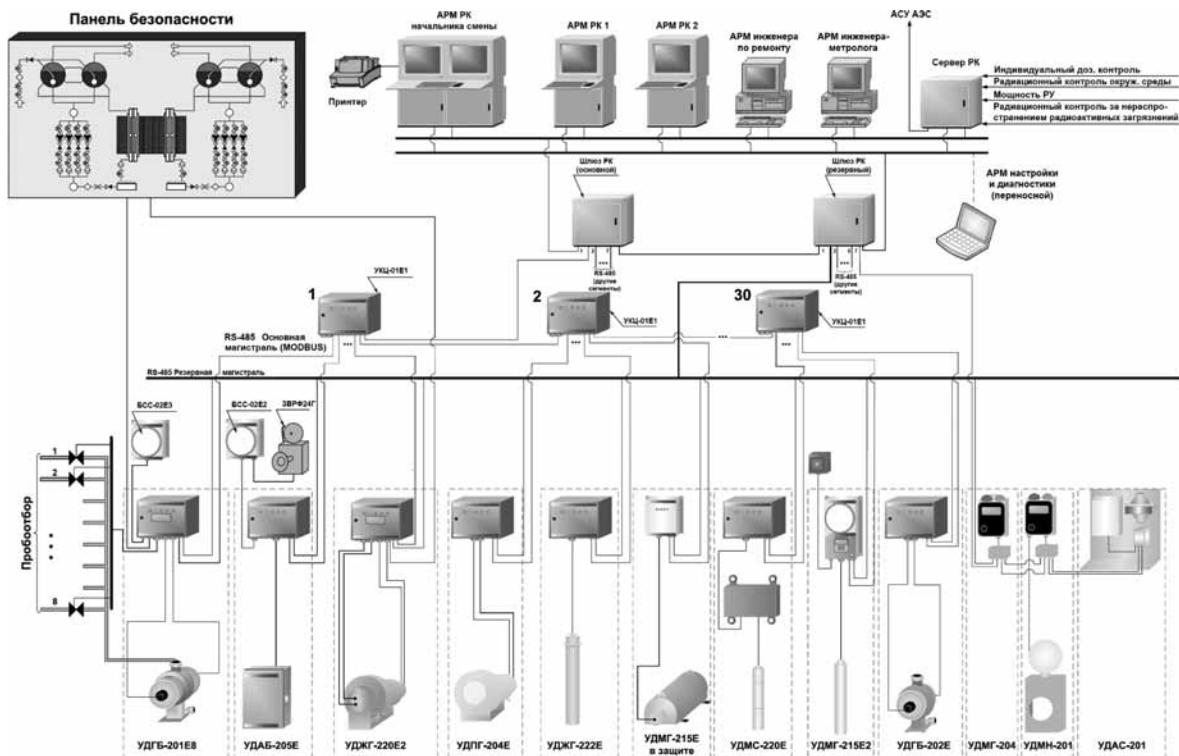


Рис. 1

метров которых определяется проектной документацией и не изменяется в процессе эксплуатации. Это позволяет провести значительный объем работ по настройке оборудования при его изготовлении на заводе.

Разработанная СРК имеет два иерархических уровня:

- нижний уровень, на котором осуществляется измерение контролируемых параметров, первичная обработка измеренных значений, представление информации по месту размещения оборудования, световая и звуковая сигнализация о превышении контролируемыми параметрами уставок сигнализации, управление связанным с точкой контроля оборудованием для пробоотбора;
- верхний уровень, на котором осуществляется обработка информации, ее представление, генерация событий об изменениях в СРК, архивное хранение информации, регистрация действий оперативного персонала по управлению работой СРК.

Нижний уровень СРК. «Интеллектуальные» датчики

Нижний уровень СРК строится на основе двух типов подсистем:

- одной подсистемы нормальной эксплуатации;
- одной или нескольких (в зависимости от типа объекта) подсистем безопасности.

Верхний уровень СРК является общим для всех подсистем.

Подсистема нормальной эксплуатации содержит всю АС РКЗ (установки контроля загрязнения кожных покровов и спецодежды персонала, установки контроля за нераспространением радиоактивных веществ за пределы энергоблока и АЭС), основную часть измерительных каналов АС РКП и значительную часть измерительных каналов АС РТК.

Каждая подсистема безопасности содержит особо важные измерительные каналы АС РТК и АС РКП. Подсистемы безопасности дублируют друг друга.

Архитектура разработанной СРК позволяет полностью разделить информационные потоки в подсистеме нормальной эксплуатации от информационных потоков в подсистемах безопасности, а также информационные потоки в разных подсистемах безопасности за счет применения оптически изолированных интерфейсов передачи данных.

Каждая подсистема безопасности содержит в своем составе оборудование для обеспечения централизованного электропитания измерительных каналов с возможностью автономной работы при отключении основного электропитания, которое обеспечивает бесперебойную работу этой подсистемы безопасности.

Подсистема нормальной эксплуатации имеет распределенное электропитание, т.е. оборудование отдельных групп измерительных каналов может быть питано от отдельных вводов электропитания.

В составе перечисленных подсистем используется однотипное измерительное и вспомогательное оборудование, что повышает степень унификации и сокращает размер необходимого для поддержания эксплуатации оборудования комплекта ЗИП.

В каждой точке контроля используется одно техническое средство – устройство детектирования. При необходимости к устройству детектирования могут быть добавлены блоки световой и звуковой сигнализации, а также оборудование для управления пробоотбором.

Оборудование разных точек контроля не зависит друг от друга, что достигается концентрацией функций

в оборудовании каждой точки контроля и высокой степенью помехозащищенности оборудования. Архитектура СРК позволяет подключить оборудование точек контроля таким образом, чтобы исключить их любое взаимное влияние. Таким образом, отказ одного технического средства, входящего в состав одной точки контроля, никак не влияет на работоспособность оборудования другой точки контроля.

Средства измерения, разработанные для новой СРК, не содержат в своем составе радиоактивных веществ (бленкеров), что исключает необходимость контроля активности бленкеров, необходимость замены бленкеров и позволяет измерять значения контролируемых параметров в более широких диапазонах. Контроль исправности средств измерения выполняется от контрольных генераторов (например, интегрированных светодиодов) и по скорости счета в автоматическом режиме.

Верхний уровень СРК. Удобство для персонала

Подсистема верхнего уровня СРК представляет собой набор связанных между собой программно-технических комплекс (ПТК), выполняющий функции сбора, обработки информации, ее визуального представления, архивирования и удаленного управления работой СРК. Базовый набор включает в себя АРМ, выполненные на базе одно- и двухмониторных пультов, шлюзов, серверов и панелей индикации. В состав подсистемы верхнего уровня СРК входит специализированный АРМ для выполнения диагностических работ и удаленного конфигурирования оборудования СРК (структура ПТК верхнего уровня приведена на рис. 2). Кроме того, СРК комплектуется переносной ЭВМ для выполнения вышеуказанных операций по месту размещения оборудования.

В состав ПТК ВУ СРК входят ПТС, обеспечивающие:

- непрерывное отображение радиационного состояния контролируемого объекта;
- проведение расширенного тестирования;
- сопровождение операций поверки и калибровки;
- выполнение диагностических работ по удаленному определению типов неисправностей;
- проведение удаленного конфигурирования оборудования точек контроля.

Программное обеспечение обеспечивает охват всех категорий персонала, связанного с эксплуатацией оборудования СРК.

Программное обеспечение СРК выполнено на единой программной платформе, функционирующей под управлением ОС семейства Linux, аттестованной на применение в оборудовании классов 3 и 4 по ОПБ-88/97. Программное обеспечение построено по модульному принципу, что позволяет адаптировать ее к различным структурам СРК и задачам эксплуатирующих СРК служб. В качестве систем управления базами данных могут быть использованы, по желанию персонала АЭС, коммерческая СУБД Oracle или свободно распространяемая СУБД MySQL.

Основные характеристики прикладного программного обеспечения верхнего уровня:

- операционная система на базе ОС Linux с ядром 2.4.x;
- СУБД для ведения архивов Oracle (коммерческая) или MySQL (свободно распространяемая);

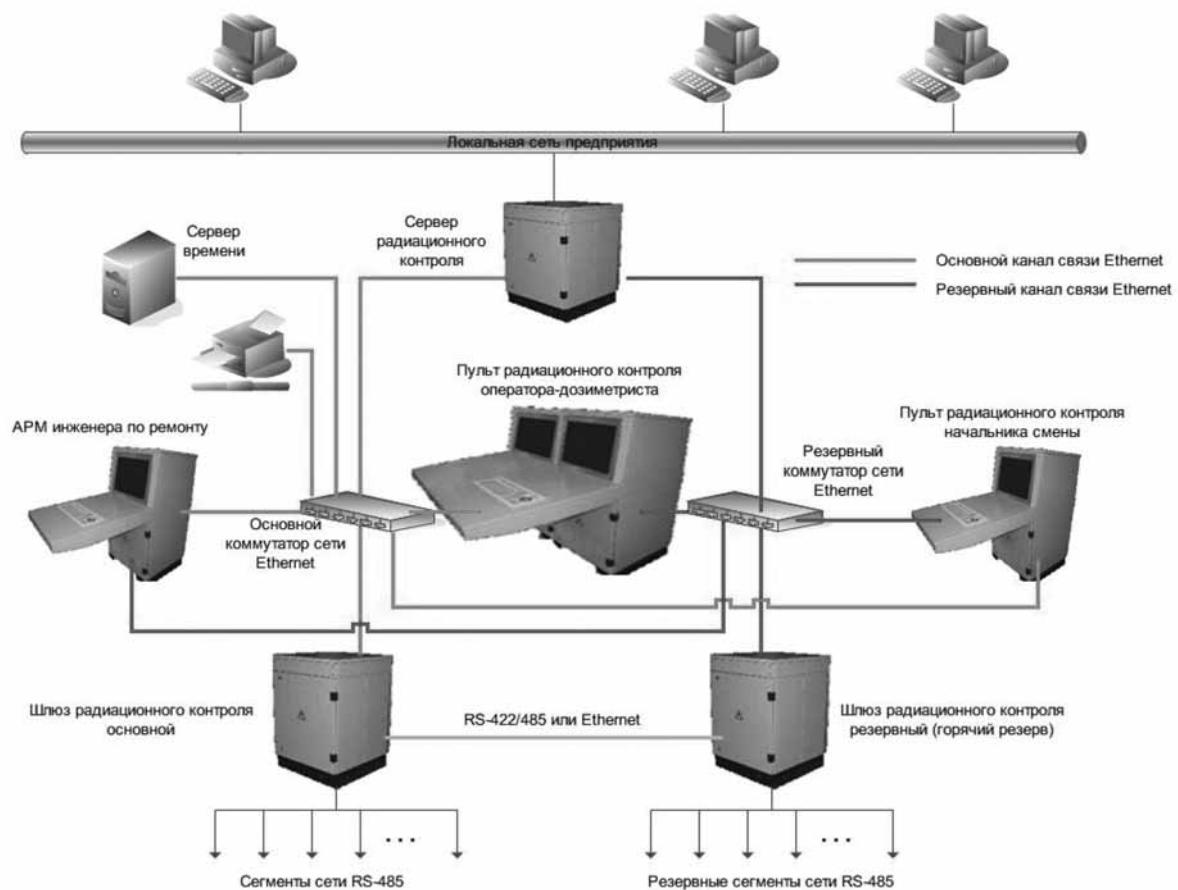


Рис. 2

- развитые средства визуального представления данных (технологические видеокадры, планировки помещений, видеокадры диагностики оборудования, графики и гистограммы контролируемых параметров, окна контроля и управления);
- отслеживание происходящих в системе событий с механизмом квитирования особо важных для регистрации их в журнале событий;
- поддержка функций управления пробоотбором, диагностикой и конфигурацией оборудования;
- ведение архива;
- формирование отчетов по заданным шаблонам;
- авторизованный доступ, разграничение полномочий управления и защиты от несанкционированного доступа к программному обеспечению.

Обеспечение живучести СРК

Живучесть системы на нижнем уровне обеспечивается за счет:

- применения высоконадежной элементной базы в оборудовании точек контроля;
- дублирования критически важных точек контроля;
- дублирования подсистем, осуществляющих контроль особо важных радиационных параметров;
- дублирования сетей передачи данных;
- дублирования сетей питания.

Живучесть системы на верхнем уровне обеспечивается за счет:

- единства информационного пространства всех программно-технических средств верхнего уровня;

- независимого распределенного хранения архивной информации (в датчиках, на пультах и на сервере);
- резервирования ПТС (шлюзов, пультов и серверов);
- применение RAID-массива для хранения архива сервера;
- непрерывного слежения за работоспособностью каналов сбора информации и автоматического перехода на резервные каналы при обнаружении неисправности;
- автономного питания ПТС в течение 20 мин.

СРК как часть единой АСУ АЭС

СРК является частью информационного пространства АЭС, поэтому подсистема верхнего уровня обеспечивает сопряжение со смежными подсистемами АСУ ТП и АСУП АЭС.

Взаимодействие СРК с АСУ ТП осуществляется путем обмена информацией (сигналами, группами сигналов). В смежные подсистемы АСУ ТП поступают сигналы о превышении контрольных уровней по отдельным точкам контроля, а из смежных систем АСУ ТП принимается информация, необходимая для выполнения расчетов косвенных параметров (например, значения технологических параметров РУ, необходимых для выполнения расчета объема течи теплоносителя первого контура во второй через парогенератор).

Для обеспечения управления технологическим оборудованием передача информации в смежные системы АСУ ТП осуществляется с использованием цепей коммутации типа «сухой контакт», интегрированных в промблоки устройств детектирования. Информация в

в этом случае выдается в виде дискретных сигналов, соответствующих состоянию радиационных параметров. Информация о значениях контролируемых параметров, сигналы состояния оборудования и контролируемых параметров передается от шлюзов на вычислительное оборудование смежных подсистем. В качестве интерфейсов для сопряжения могут быть использованы применяемые в СРК интерфейсы RS-422/485 и Ethernet.

Обмен информацией СРК и подсистем АСУП осуществляется для контроля и планирования доз облучения персонала, регистрации дефектов и оповещения администрации АЭС о ее радиационном состоянии. Для выполнения этих задач, как правило, не требуется специальное программное обеспечение, т.к. выполнение задач оповещения администрации, регистрации дефектов, учета и планирования индивидуальных доз облучения осуществляется программным обеспечением, поставляемым совместно с операционной системой офисных ЭВМ. В качестве интерфейса для сопряжения используется применяемый в СРК интерфейс Ethernet.

Результаты

В результате решения задачи по разработке новой СРК для нужд модернизации действующих систем радиационного контроля разработан комплекс оборудования, позволяющий эффективно решать различные задачи радиационного контроля для всех используемых в настоящее время типов реакторных установок. Обеспечен высокий уровень отказоустойчивости СРК за счет дублирования оборудования отдельных точек, подсистем, линий связи и электропитания, а также дублирования функций СРК разным оборудованием из ее состава. Кроме того, для оборудования резервной сетей сбора информации постоянно осуществляется оценка его готовности к включению в работу вместо основной сети.

Оборудование СРК соответствует всем современным стандартам в области атомного приборостроения. Соответствие характеристик оборудования подтверждено в ходе приемочных испытаний, проводимых межведомственной комиссией, в состав которой входили инспекторы ФСЭТАН, представители атомных станций и ОАО «Концерн Росэнергоатом».

В результате тесного взаимодействия с персоналом атомных станций, на которых осуществлялась модернизация оборудования, и выбранного подхода к проектированию, оборудование и программное обеспечение получило ряд дополнительных возможностей, изначально не заложенных в требования:

- модульный принцип построения прикладного программного обеспечения;
- автоматическое управление переключением на резервное оборудование (режим горячего резерва);
- подсистема поддержки принятия решений для операторов СРК;
- механизм нарядов выполнения работ в ЗКД;
- ввод и хранение данных периодического радиационного контроля;
- использование объектной модели описания конфигурации системы;
- удаленное управление конфигурацией оборудования нижнего уровня с ПТС;
- планирование задач и выполнение периодических (по времени) задач.

АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ В РАЗВИТИИ СИСТЕМЫ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОДДЕРЖКИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ УЧЕНИЙ И ТРЕНИРОВОК НА АЭС

*Осипьянц И.А., Бакин Р.И., Панченко С.В., Красноперов С.Н.
ИБРАЭ РАН*

В условиях практического отсутствия аварийных событий на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом», приводящих к возможному выходу радиоактивных веществ за пределы санитарно-защитной зоны атомной электростанции в количествах выше установленных нормативов, обеспечение готовности сил и средств к ликвидации последствий аварийных ситуаций достигается путем регулярного проведения учений и тренировок. Такие мероприятия стали постоянным механизмом совершенствования всей системы противоаварийной готовности, при этом их содержание, технические и организационные элементы постоянно совершенствуются и развиваются.

Применение систем связи и обмена данными

Существенный прогресс в учениях и тренировках последних лет на АЭС получили средства связи, приема, обработки и передачи информации. Одной из важнейших систем такого рода при учениях и тренировках, проводимых концерном, является система видеоконференцсвязи (ВКС).

В условиях учений режим многоточечной видеоконференцсвязи позволяет экспертам центров технической поддержки (ЦТП), руководству кризисного центра (КЦ) не только получать фактическую информацию с места событий в режиме реального времени и оперативно обмениваться данными между собой, но и наблюдать состояние руководителей объекта, давать оценку степени их готовности к реализации противоаварийных работ и решению текущих оперативных проблем. Здесь очень важно не потерять достигнутый уровень использования технологий ВКС, в том числе на АЭС, защищенных пунктах управления (ЗПУ) и т.д. регулярно использовать такие преимущества ВКС, как эффект присутствия при информационном взаимодействии, «живое общение», четкое понимание того, кто и что говорит именно в данную минуту. И наш тренировочный процесс сегодня уже невозможно представить без организации ВКС, выделения отдельных рабочих экспериментальных зон, живого обмена оперативными данными.

Применение системы ВКС является примером подхода информационной интеграции всех участников аварийного реагирования с возможностью использовать одну и ту же информацию в режиме реального времени. При этом КЦ выступает в качестве основного координационного органа, куда стекается вся информация, и откуда выдаются все задания, вводные и промежуточные результаты другим ЦТП и организациям, обеспечивающим научно-техническую поддержку. В случае проведения учений и тренировок необходимо наличие качественных, быстрых и надежных методов приема, обработки и передачи информации о ходе учений, о статусе выполнения заданий центрами технической поддержки по вводным, о новых дополнительных уточ-

ненных данных и т.п. Такая задача может быть решена за счет применения информационной системы оперативного обмена информационными сообщениями в режиме реального времени между кризисным центром и центрами технической поддержки при проведении тренировок и учений. Надо отметить, что аналогичные системы применяются у наших западных коллег.

Такая система предназначена для оперативного обмена информационными сообщениями в режиме реального времени между кризисным центром и центрами технической поддержки. Эта система может использоваться как при проведении тренировок и учений, так и в реальной нештатной ситуации.

Основным отличием и преимуществом данной системы перед системами FTP-сервера и электронной почтой является возможность сопровождения статуса выполнимости ответов ЦТП на запросы кризисного центра. Оператор кризисного центра, как центра координации противоаварийной деятельности и сбора данных результатов работы всех ЦТП, в рабочем окне данной системы может наблюдать за стадиями выполнения вводных, рассылаемых в ЦТП: "вводная получена", "вводная обрабатывается", "ответ на вводную отправлен". При этом для каждой вводной можно задать свое время исполнения. Таким образом, в окне одной программы реализуется замысел единого информационного пространства между КЦ и другими функциональными элементами-участниками противоаварийной деятельности. Программа позволяет рассылать запросы, контролировать стадию и время их исполнения и получать ответы на эти запросы. В настоящее время такая программа реализована на уровне пилотной, тестовой версии. Такая пилотная, тестовая версия уже один раз была применена во время учения на АЭС концерна и получила высокую оценку руководства кризисного Центра и участников учения.

Оценка радиационных последствий при проведении учений и тренировок

Следующим элементом проведения учений и тренировок является применение программно-технических средств оценки, анализа и прогноза радиационных последствий. Здесь можно остановиться на:

А) средствах оценки переноса радиоактивных веществ в атмосфере (с последующим прогнозом доз на население по различным путям облучения);

Б) средствах оценки радиационной обстановки от излучения источников различной конфигурации с различными характеристиками.

В отечественной практике в настоящее время 5 участников аварийного реагирования (атомная станция, КЦ-ВНИИАЭС, ФМБЦ, НПО «Тайфун», ИБРАЭ РАН) выполняют оценку переноса радиоактивных примесей в атмосфере, а также производят прогнозирование доз на все тело и на щж для процедуры сравнения прогнозируемых доз и критериев для принятия решений по мерам защиты населения на острой фазе аварии. Такой подход дает следующие преимущества:

1) Привносится элемент коллегиальности, выработки коллективного решения за счет рассмотрения и учета различных результатов, полученных с помощью различных средств, реализующих различные модели;

2) Картина радиационной обстановки выглядит разноплановой, неодновариантной. Лица, принимающие решения по мерам защиты населения, в зависимости

от ситуации (например, может потребоваться консервативный вариант либо оптимизированный подход), могут выбрать за основу рекомендации той или иной организации, причем все они являются авторитетными и более чем компетентными в своих областях деятельности;

3) Несомненно, повышается надежность и степень достоверности полученного результата.

Таким образом, такой блок вопросов как прогноз переноса радиоактивных веществ и оценка воздействия (доз) от радиоактивного облака, выпадений, ингаляции радионуклидов довольно успешно на сегодняшний день решается в рамках проведения учений и тренировок. При этом стоит отметить, что данный вариант развития событий, а именно радиоактивный выброс за пределы всех защитных барьеров и санитарно-защитной зоны, при сегодняшнем достигнутом уровне технологической и радиационной безопасности на АЭС России, крайне маловероятен.

По нашему мнению, более пристальное внимание сегодня следует уделять локальным расчетным средствам, позволяющим определять параметры радиационной обстановки и оценивать радиационное воздействие на персонал при радиационных инцидентах в пределах промплощадки АЭС. Это, по сути, быстрые инженерные программы, реализующие простые аналитические формулы расчетов полей ионизирующего излучения от источников различной геометрической конфигурации, с учетом защиты и без защиты, с возможностью определения допустимого времени пребывания персонала в зонах повышенного загрязнения, оценкой доз по различным путям поступления радионуклидов. В программах реализованы методики МАГАТЭ, используются новейшие базы данных, взятые из международных стандартов. Такие программы уже создаются и развиваются. При этом наши средства ни в чем не уступают на сегодня зарубежным аналогам, а в некоторых функциональных возможностях и превосходят их.

Следующее немаловажное мероприятие противоаварийной готовности и реагирования – это применение данных радиационного мониторинга при проведении учений и тренировок, причем как стационарных (датчики автоматизированных систем контроля радиационной обстановки - АСКРО) так и мобильных (измерения на местности, в том числе и ручные). Именно данные АСКРО и мобильной радиационной разведки в первой острой фазе аварийной ситуации являются важнейшими для анализа масштаба и характера случившегося радиационного события. Полнценно отрабатывать вопросы использования данных радиационного мониторинга во время учений и тренировок можно с применением имитационно-моделирующих компьютерных систем.

Сегодня в распоряжении КЦ, ЦТП, АЭС есть средство, позволяющее выполнять полномасштабную имитацию измерений АСКРО в режиме реального времени.

Имитатор АСКРО представляет собой программное средство представления данных по мощности дозы внешнего γ -излучения на датчиках, расположенных в санитарно-защитной зоне, зоне наблюдения и вне зоны наблюдения и попадающих в зону условного радиоактивного следа при условной радиационной аварии на АЭС.

Назначение имитатора АСКРО:

А) Предупреждение, раннее оповещение, сигнализация о превышении уставок (предупредительной,

аварийной) на датчиках АСКРО, что является дополнительным фактором приближения учебных условий к возможным реальным ситуациям;

Б) Тренинг операторов кризисного центра, дежурных ЦТП в использовании данной имитационной системы. Система позволяет визуализировать “аварийный режим” АСКРО, оператор видит в режиме реального времени срабатывание датчиков, динамику изменения мощности дозы на карте и в графическом виде. Таким образом, при возможной реальной ситуации оператор системы представления данных АСКРО уже будет готов к работе с этой системой в режимах повышенной готовности и чрезвычайной ситуации.

В) При радиационной аварии важнейшей первичной информацией для оценки радиологической значимости и масштаба случившегося события являются данные радиационного мониторинга. Имитатор АСКРО в этом случае является источником этих необходимых данных для экспертов по радиационной безопасности кризисного центра и ЦТП ВНИИАЭС, НПО «Тайфун», ФМБЦ, ИБРАЭ РАН. Помимо собственно значений мощности дозы на датчиках, по расположению датчиков, на которых произошло превышение уставок, можно примерно оценить направление ветра и расположение оси следа. А по известным расстояниям от АЭС и времени срабатывания датчиков можно определить и скорость ветра, опять же со своей долей неопределенности. По длительности нарастания и спада мощности дозы можно консервативно дать оценки длительности выброса. Вся эта информация, безусловно, на начальном остром этапе, в условиях сильнейшего дефицита информации, окажется необходимой для первичных оценок.

Дальнейшее сопоставление оценок мощностей доз на местности на различных расстояниях от источника выброса, выполненных с помощью программных средств прогнозирования распространения радиоактивных веществ в атмосфере, и показаний имитатора АСКРО, также повысит степень достоверности конечных выводов и результатов.

Также простейшее интегрирование площади под кривой динамики мощности дозы внешнего γ -излучения уже может дать оценку внешней дозы.

Таким образом, полномасштабный имитатор АСКРО позволяет в режиме реального времени отслеживать показания датчиков АСКРО, что приближает условия проведения учений к реальным.

Имитация данных передвижных лабораторий радиационной разведки

Одной из важнейших задач, стоящих перед службами радиационной безопасности АЭС, является незамедлительная адекватная оценка радиационной обстановки и прогнозирование ее развития во времени при возникновении чрезвычайной ситуации на АЭС с радиологическими последствиями. Полнотенно отработать этот процесс, не имея реальных данных первичных измерений, практически невозможно. Эффективным способом решения этой задачи является использование компьютерных баз данных и программ, имитирующих результаты первичных измерений радиационной обстановки. При этом имитационная программа должна учитывать динамику процесса развития аварии (технологический сценарий), реальные статистические погрешности измерений, определяемые условиями

измерений и существующим парком измерительной аппаратуры.

Уже накоплен опыт применения подобных систем на международном уровне. В 90-х годах проводились учения на ЯРОО Франции, где российская сторона обеспечивала процесс полномасштабной имитации результатов первичных измерений параметров радиационной обстановки на открытой местности в течение первых суток после аварии на радиационно-опасном объекте. В настоящее время эти алгоритмы развиваются и могут быть применены и в национальных учениях для повышения степени полномасштабности и реалистичности. Полученные с помощью системы данные мобильной радиационной разведки могут быть использованы для уточнения масштабов и степени загрязнения в той или иной области непосредственно в ходе проводимых учений и тренировок. Создание подобных компьютерных систем позволяет повысить эффективность и качество проведения широкомасштабных учений и тренировок, приблизив условия действия экспертов и лиц, принимающих решения, к реальным условиям.

Что касается технической стороны вопроса, то и тут есть уже конкретные результаты. Так, например, в рамках КПУ-2009 специалисты ЦТП ИБРАЭ РАН произвели комплексное испытание подвижной радиометрической лаборатории (ПРЛ) в районе проведения учения.

В рамках учения проводилось испытание ПРЛ в реальных полевых условиях для решения следующих задач:

- Подготовка маршрута выдвижения ПРЛ на место аварии на основе банка электронных карт подвижной радиометрической лаборатории и с использованием навигационного оборудования.
- Организация на месте учения надежной двухсторонней связи ПРЛ с КЦ ОАО «Концерн Росэнергоатом» и ЦТП ИБРАЭ РАН по следующим каналам связи:
 - прием/передача данных через сеть Интернет по высокоскоростной спутниковой связи (формат передачи Intmarsat BEGAN);
 - прием/передача данных по сотовым GPRS каналам связи.
- Проведение в районе учения радиационной разведки (гамма-фон) с отображением данных измерения на электронной карте. Оценка точности пространственной привязки данных измерения. Передача данных измерения в ЦТП ИБРАЭ РАН и КЦ ОАО «Концерн Росэнергоатом» с целью уточнения расчета радиационной обстановки.
- Проверка работы программно-технического обеспечения по приему и отображению в режиме “on line” на электронной карте эксперта по радиационной безопасности в КЦ ОАО «Концерн Росэнергоатом» местоположения ПРЛ.

Таким образом, как научная составляющая, так и техническая составляющая имитации данных передвижных групп (лабораторий) радиационной разведки уже отработана и может использоваться при организации и проведении КПУ.

Также перспективным подходом к обеспечению экспертиз групп данными о состоянии радиационной обстановки на местности является применение данных аэрогаммасъемки. Такие работы также ведутся, в частности в ИБРАЭ РАН, что позволяет выходить на уровень имитации данных измерений с помощью спектрометрического оборудования, установленного на летательных аппаратах.

Выводы

1. В России создана, функционирует и развивается межведомственная система реагирования на любые радиационные инциденты и аварии, в рамках которой действует и система по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом».

2. Техническое оснащение Кризисного центра ОАО «Концерн Энергоатом», ЦТП и АЭС перешло на современные технологии приема, обработки и передачи информации. Фактически создано единое информационное пространство между всеми участниками аварийного реагирования.

3. Принципиально важно, что профессиональную экспертную поддержку задач защиты населения и окружающей среды осуществляют структуры, не зависящие от эксплуатирующей организации.

4. Исключительную роль в поддержании готовности структурных элементов всей системы аварийного реагирования к решению реальных противоаварийных задач в условиях практически полного отсутствия инцидентов и аварий радиационного характера приобретают тренировки и учения, особенно по организации взаимодействия и обмена информацией между всеми участниками.

5. При этом целесообразно создавать программы дальнейшего совершенствования экспертной, программной, коммуникационной и научно-технической поддержки аварийного реагирования при проведении учений и тренировок с учетом существующего накопленного опыта и широкомасштабных планов по развитию атомной энергетики.

6. Подходы к организации противоаварийного планирования и реагирования на радиационные инциденты и аварии на АЭС могут быть успешно применены и при совершенствовании системы аварийного реагирования на других радиационно опасных производствах и предприятиях атомной отрасли.

МЕТОДЫ МАРШРУТНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РАДИАЦИОННО ОПАСНЫХ РАБОТ

Ташлыков О.Л., Сесекин А.Н., Щеклеин С.Е.

Уральский государственный технический университет-УПИ, г. Екатеринбург

Ченцов А.Г.

Институт математики и механики УрО РАН,
г. Екатеринбург

В общем случае снизить дозозатраты при проведении радиационно-опасных работ можно следующими способами:

- снижением параметров радиационной обстановки;
- увеличением расстояния от источника ионизирующего излучения до работающего;
- сокращением времени нахождения в зоне действия ионизирующего излучения.

Первый способ носит многогранный характер и предполагает варианты снижения уровня излучения от оборудования и трубопроводов, начиная с масштабных (например, снижение содержания кобальта, а также других легко активируемых элементов в конструкционных материалах), и заканчивая дезактивацией оборудо-

вания, трубопроводов, использованием экранирования и т.д.

Второй способ предполагает использование дистанционных приспособлений, автоматов для сварки и контроля, робототехники. Методы дистанционного обслуживания и автоматизации имеют основной потенциал в снижении радиационной нагрузки на персонал, так как обеспечивают наиболее существенное снижение дозовых затрат, но требуют значительных материальных затрат.

Уменьшение времени пребывания персонала в радиационных полях может быть достигнуто тщательным планированием, эффективным управлением работами, тренировками на макетах и компьютерных моделях оборудования в чистой зоне, применением высокопроизводительного оборудования и т.д. [1].

Одним из способов уменьшения времени пребывания в радиационных полях, не требующим значительных материальных затрат, является маршрутная оптимизация при выполнении комплекса операций в зоне контролируемого доступа.

Работы по решению этой задачи на протяжении ряда лет ведутся в Уральском государственном техническом университете-УПИ (с июня 2010 г. – Уральский федеральный университет) специалистами кафедр «Атомная энергетика» и «Прикладная математика» в сотрудничестве с Институтом математики и механики УрО РАН.

В качестве базовой использована классическая задача коммивояжера (ЗК), в которой торговец, начиная с некоторой базы, должен посетить каждый из N других городов только один раз. Это одна из наиболее известных задач дискретной оптимизации, сочетающая простоту постановки и трудности вычислительного характера, т.к. имеется $N!$ возможных маршрутов, один из которых или несколько дают минимальные издержки (в рассматриваемых задачах – это эффективная доза облучения). Первоначально данная задача была адаптирована для определения оптимальной траектории перемещения работника в радиационных полях с целью минимизации «транзитной» дозы облучения [2].

В дальнейшем исследования переключились на так называемую задачу курьера (ЗК с условиями предшествования), а также на обобщенную задачу курьера. В этих исследованиях первоначально доминировал метод динамического программирования (МДП) с предварительной редукцией ограничений, что было оригинальным элементом. Затем были построены варианты метода итераций, использующие перестраиваемые модели ЗК и задачи курьера и реализующие систему улучшающихся двусторонних оценок глобального экстремума. Наконец, в связи с применением МДП был построен метод, не использующий насчитывание всего массива значений функции Беллмана и не проигрывающий в качестве. Затем, в связи с постановкой задач, связанных с демонтажем радиационно-загрязненного оборудования энергоблоков АЭС, выведенных из эксплуатации, были получены теоретические результаты, касающиеся точных и приближенных методов решения маршрутных задач с усложненным критерием, включающим внутренние работы и явные зависимости от списка невыполненных на текущий момент заданий.

В последнее время был сделан важный шаг: комплекс ограничений в виде условий предшествования, традиционно считавшихся трудными для методов оптимизации, был использован «в положительном направлении» для преодоления трудностей вычислительного характе-

ра, поскольку на этой основе удалось добиться фактического снижения размерности без потери качества [3].

Оптимизация перемещения персонала в радиационных полях с целью минимизации облучения. Доза, получаемая при выполнении работ в радиационно-опасных зонах, является суммой трех составляющих:

- дозы, полученной по пути к рабочей площадке и обратно, при перемещении между обслуживаемыми объектами;
- дозы, полученной при выполнении работ;
- дозы, полученной при подготовке к работе и завершении работ.

Снижение «транзитных» доз, получаемых при перемещении в зоне контролируемого доступа, представляет собой важную задачу в общем процессе оптимизации облучения персонала. На ряде зарубежных АЭС используются подробные карты, которые можно получить при входе в реакторное здание и на различные отметки внутри здания. Это помогает сократить время перемещения работников, которые могут «потеряться» и поэтому получить ненужную дозу во время поиска их рабочего места.

При выполнении ремонтных работ выбор маршрута перемещения с минимальной дозой облучения не представляет сложности, так как количество обслуживаемых объектов ограничено одним-двумя. При обслуживании значительного количества объектов в радиационно-опасных зонах требуется использование эффективных вычислительных программ, так как число возможных маршрутов перемещения, как указано выше, составляет $N!$ (например, при количестве обслуживаемых объектов $N=6$ существует 720 вариантов возможных маршрутов перемещений).

Обслуживаемые объекты, рассматриваемые в данной расчетной схеме, могут располагаться в различных помещениях (боксах) и на различных высотных отметках. Путь между объектами в расчетной схеме выражается в виде эффективной дозы облучения E_{a-b} , получаемой в процессе движения между обслуживаемыми объектами $a-b$:

$$E_{a-b} = \sum P_i \cdot k \cdot t_i,$$

где P_i — радиационный параметр i -й зоны (мощность дозы, мощность воздушной кермы и т.д.), k — коэффициент перехода от радиационного параметра P_i к эффективной дозе, t_i — время, за которое работник пересечет i -ю зону с радиационным параметром P_i .

Теоретическое обоснование использования МДП для нахождения оптимального маршрута перемещения в радиационных полях с целью минимизации облучения подробно рассмотрено в работе [2]. В этом случае МДП конкретизирован для решения ЗК в постановках «обычной» замкнутой (работник должен войти и выйти через один вход) и незамкнутой (вход и выход различны) задач: сначала происходит построение функции Беллмана (в обратном «времени»), а затем конструируется опти-

мальный маршрут обхода обслуживаемых объектов, задающий последовательность выполнения работ, исходя из решения уравнения Беллмана на каждом шаге.

Результаты вычислительного эксперимента показали эффективность разработанной программы. Оптимизация траектории перемещения в радиационных полях позволяет снизить «транзитную» дозу облучения примерно на 20%. Например, при перемещении между объектами в радиационно-опасной зоне, условная схема которой приведена на рис.1, найденные оптимальные маршруты (табл.1) с различными вариантами входа и выхода позволяют снизить дозу облучения на 15-20%.

Разработанный алгоритм решения данной задачи представляет значительный интерес для определения оптимальной траектории перемещения людей в условиях ликвидации последствий аварии на радиационно-загрязненной территории на основании данных радиационной разведки.

Оптимизация последовательности демонтажа радиационно-загрязненного оборудования. Задача имеет важное социальное значение с точки зрения минимизации коллективной дозы облучения. В настоящее время в стадии вывода из эксплуатации находятся энергоблоки № 1, 2 Белоярской и Нововоронежской АЭС. Вывод из эксплуатации в ближайшем будущем энергоблоков АЭС, пущенных в эксплуатацию в 1970..80-е годы, с учетом продления их проектного срока эксплуатации актуализирует проблему минимизации облучаемости при их демонтаже. Так, ориентировочные дозозатраты на работы по демонтажу оборудования одного энергоблока с РБМК-1000 составляют более 100 чел·Зв при трудозатратах примерно 1,5 млн. чел·ч [4].

Для решения задачи минимизация облучения при проведении работ по демонтажу оборудования энергоблоков АЭС, выводимых из эксплуатации, потребовалась разработка оригинального алгоритма построения функции Беллмана и программная реализация процедуры МПД. Формулировкой этой задачи является определение оптимальной последовательности демонтажа радиоактивных объектов с целью минимизации облучения персонала.

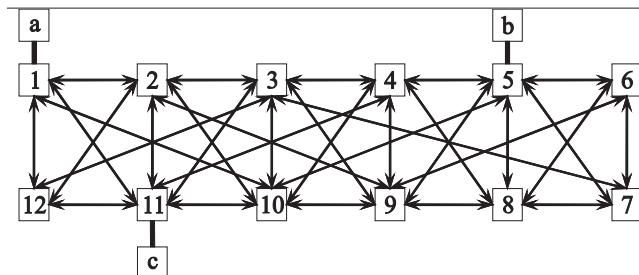


Рис. 1. Схема возможных путей перемещения между обслуживаемыми объектами: 1...12 — объекты; a, b, c — возможные точки входа и выхода

Таблица 1. Оптимальные пути перемещения

Вариант	Вход	Выход	Путь	Доза, мкЗв
1 (исходный)	a	a	1→2→3→4→5→6→7→8→9→10→11→12→1	168,5
2	b	b	5→8→9→4→10→11→1→12→2→3→7→6→5	139,6
3	a	b	1→12→2→3→11→10→4→9→8→7→6→5	142,9
4	c	a	11→10→4→9→8→5→6→7→3→2→12→1	134
5	c	b	11→1→12→2→3→7→6→8→9→10→4→5	140,6

В отдельных помещениях и боксах выводимых из эксплуатации энергоблоков находятся объекты (трубопроводы, оборудование и т.д.) с различной степенью радиоактивности. Одновременно с этим трудозатраты на демонтаж каждого из этих объектов различны. Общая доза облучения, получаемая работниками при демонтажных работах в помещении или на площадке, будет зависеть от времени их пребывания в радиационных полях, создаваемых радиационно-опасными объектами.

Особенностью, осложняющей решение задачи в отличие от предыдущей, является зависимость уровня радиационного фона в помещении при выполнении очередной работы от наличия недемонтированных объектов. Например, при демонтаже N объектов в последовательности $\alpha(1), \alpha(2), \dots, \alpha(N)$, эффективная доза облучения

$$E = k \cdot t_{\alpha(1)} (P_{\alpha(1)} + P_{\alpha(2)} + \dots + P_{\alpha(N)}) + \\ + k \cdot t_{\alpha(2)} (P_{\alpha(2)} + P_{\alpha(3)} + \dots + P_{\alpha(N)}) + \dots + k \cdot t_{\alpha(N)} P_{\alpha(N)}$$

где $P_{\alpha(i)}$ – радиационный параметр, создаваемый i -м элементом; k – коэффициент перехода от радиационного параметра к эффективной дозе; $t_{\alpha(i)}$ – время демонтажа i -го элемента (в данной задаче $t_{\alpha(i)}$ не зависит от номера последующего демонтируемого объекта). При демонтаже элемента №1 исключается его дальнейшее влияние на облучение в виде радиационного параметра – $P_{\alpha(1)}$, при демонтаже элемента №2 – ис-

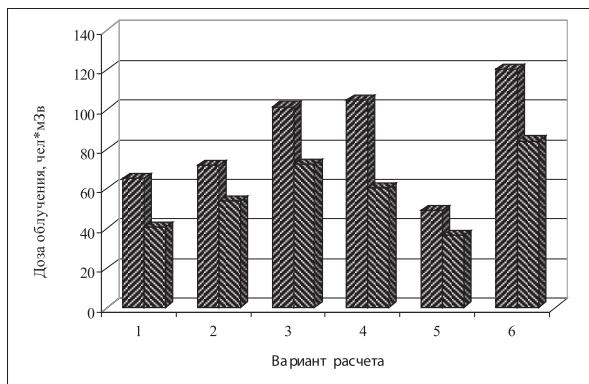


Рис. 2. Максимальное и минимальное значение доз облучения при различных последовательностях демонтажа оборудования

ключается его дальнейшее влияние на облучение в виде радиационного параметра $P_{\alpha(2)}$ и т.д. То есть, при демонтаже i -го элемента исключается дальнейшее его влияние на облучение в виде радиационного параметра $P_{\alpha(i)}$.

Программная реализация нескольких десятков примеров для различных радиационно-загрязненных технологических систем показала вычислительную эффективность разработанной методики [5]. Оптимизация последовательности демонтажа позволяет снизить дозы облучения персонала на 25...40% (рис.2).

В реальных условиях демонтаж радиационно-загрязненного оборудования не может проводиться в любой последовательности. Возникают ограничения, связанные с порядком демонтажа некоторых объектов (например, расположенных на различных высотных отметках, связанных конструкционно). Отсюда возникает задача оптимизации последовательности демонтажа с ограничениями в виде условий предшествования. Это в определенной мере сокращает количество переборов при решении, но требует разработки специального подхода, при котором сокращается число возможных вариантов «обхода».

Рассмотрим в качестве примера модель системы радиоактивных элементов (рис.3), для которой применен алгоритм расчета с условиями предшествования, которые вводятся в виде связей 1-2; 5-6; 9-12 и т.д. (условие «1-2» обозначает, что объект №2 может быть демонтирован только после демонтажа объекта №1).

В табл.2 приведены результаты расчета оптимальной последовательности демонтажа объектов радиоактивной системы и дозы облучения без условия предшествования и с условием предшествования.

Таблица 2. Оптимальные варианты последовательности демонтажа

Вариант демонтажа	Маршрут	Доза, мЗв
Без условия предшествования	6-3-14-18-15-7-11-17-5-16-1-4-2-10-12-8-9-13	22,89
С условием предшествования	3-5-6-14-7-11-17-16-1-18-15-4-2-10-8-9-12-13	26,1

На рис.3 кроме значений минимальной дозы облучения, прогнозируемой для оптимальной последовательности демонтажа, как с учетом условий предшествования, так и без, представлены результаты расчета максимального значения дозы облучения при самой неблагоприятной последовательности демонтажа.

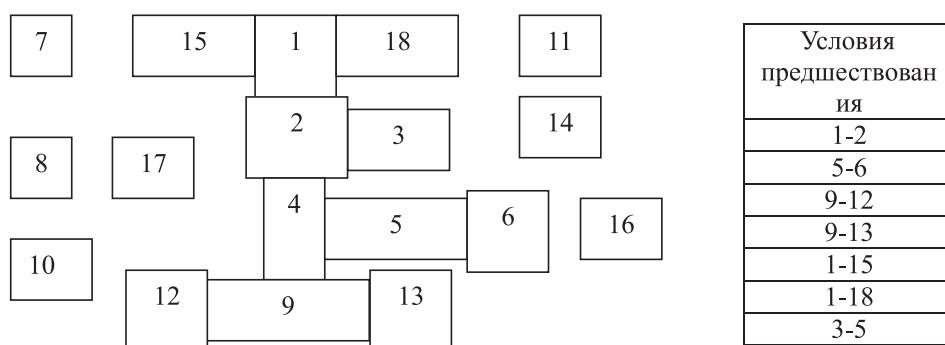


Рис.3. Модель демонтируемой системы из 18 радиоактивных объектов

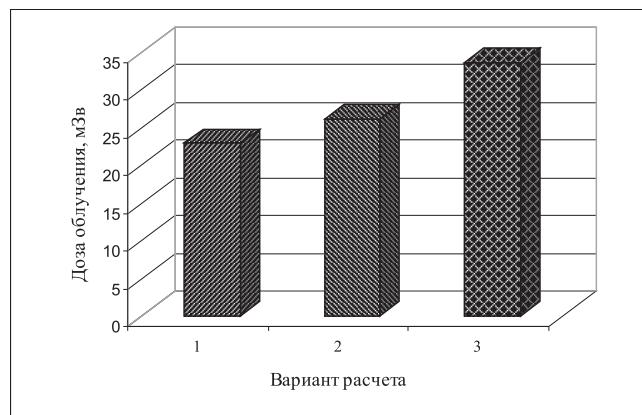


Рис. 3. Минимальные значения доз без учета (1) и при учете (2) условий предшествования и максимальное значение дозы облучения (3) при демонтаже системы радиоактивных элементов

Выводы

Оптимизация траектории движения персонала в радиационно-опасных зонах и последовательности демонтажа радиационно-загрязненного оборудования имеют значительный потенциал в минимизации облучения персонала.

Реализация алгоритма оптимизации с использованием наиболее эффективных (в вычислительном отношении) методов, основанных на идеях динамического программирования, гарантирует оптимальность, обеспечивает удобство программирования решения, универсальность, т.е. приспособленность для задач различного типа.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке РФФИ (гранты 10-01-96020 и 10-08-00484).

Список литературы

1. Ташлыков О.Л., Щекlein С.Е., Маркелов Н.И. Оптимизация ремонтных работ с учетом дозовых затрат персонала // Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики: сборник докладов пятой Международной научно-технической конференции, Москва, 19–21 апреля 2006 г. – Москва, 2006. –С.251-254.
2. Сесекин А.Н., Ташлыков О.Л., Щекlein С.Е., Кукин М.Ю., Ченцов А.Г., Кадников А.А. Использование метода динамического программирования для оптимизации траектории перемещения работников в радиационно опасных зонах с целью минимизации облучения // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2006. №2. – С.41-48.
3. Ченцов А.Г. Экстремальные задачи маршрутизации и распределения заданий: вопросы теории. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2008. 240 с.
4. Ташлыков О.Л., Сесекин А.Н., Щекlein С.Е., Ченцов А.Г. Разработка оптимальных алгоритмов вывода АЭС из эксплуатации с использованием методов математического моделирования // Известия вузов. Ядерная энергетика. 2009. №2. С. 115-120.
5. Ташлыков О.Л., Сесекин А.Н., Щекlein С.Е., Балушкин Ф.А., Ченцов А.Г., Хомяков А.П. Возможности математических методов моделирования в решении проблемы снижения облучаемости персонала // Вопросы радиационной безопасности. 2009. №4. С.47-57.

ЭКОЛОГИЯ И УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РАЗМЕЩЕНИЯ АЭС НА ПРИМЕРЕ НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС

Арутюнян Р.В., Большов Л.А., Воробьева Л.М.

ИБРАЭ РАН

Новиков С.М., Шашина Т.А.

НИИ ЭЧ и ГОС им. А.Н. Сысина РАМН, г. Москва

Чубирко М.И., Пичужкина Н.М.

Управление Роспотребнадзора по Воронежской области, г. Воронеж

Позитивная мировая практика решения экологических проблем показывает, что наиболее эффективными мерами являются внедрение экологически приемлемых технологий и применение современных схем управления качеством окружающей среды, основанных на анализе и управлении рисками.

В ИБРАЭ выполнен проект, цель которого – оценить состояние экологической безопасности территории Воронежской области, где функционирует Нововоронежская АЭС (НВАЭС) и ведется строительство новой станции, с использованием методологии анализа риска для здоровья населения, и на основе полученных данных обозначить экологические ориентиры устойчивого развития Воронежской области.

В качестве обязательных условий реализации проекта рассматривались:

- применение методологии анализа риска для здоровья населения, принятой в международной практике, адаптированной для территории нашей страны и рекомендованной для использования Федеральной службой в сфере защиты прав потребителей и благополучия населения (Роспотребнадзор);
- участие ведущих российских специалистов в области оценки и анализа химических рисков;
- участие специалистов управления Роспотребнадзора по Воронежской области.

Методология анализа риска является современным научным подходом к оценке и управлению техногенным воздействием. Применение методологии оценки риска для здоровья позволяет получать количественные характеристики возможного ущерба, сравнивать последствия воздействия разных по своей природе факторов, например, радиационных и химических, определять приоритетные источники опасности. Эта методология успешно применяется для принятия управленческих решений в области охраны здоровья человека и окружающей среды в большинстве экономически развитых стран. Она использована при разработке современных международных норм радиационной безопасности, сформулированных МКРЗ. Вместе с тем в Публикации № 103 МКРЗ особо подчеркивается ограниченность области применения оценки риска развития стохастических эффектов при воздействии малых доз радиации на большие группы людей – возможность их использования для регулирования воздействия и неприменимость для оценки медицинских последствий облучения [1]. Последнее связано с отсутствием эпидемиологической информации, подтверждающей линейную беспороговую концепцию риска онкологических и наследуемых заболеваний при дозе ниже 100 мЗв.

В рамках настоящего проекта в сферу исследований на территории Воронежской области были включены:

- расчет радиационных рисков для здоровья населения г. Нововоронеж, связанных с функционированием НВАЭС и прогнозной оценкой влияния строящейся станции НВАЭС-2;
- расчет рисков здоровью, обусловленных химическим загрязнением атмосферного воздуха областного и районных центров;
- оценка влияния работы тепловых электростанций на здоровье населения Воронежа.

Возможный ущерб здоровью населения от воздействия наиболее распространенных загрязняющих веществ, контролируемых в атмосферном воздухе Воронежской области в 2007 г. – 2008 г. (диоксид азота, диоксид серы, оксид углерода, взвешенные вещества в пересчете на мелкодисперсную фракцию (PM10), оценивался в единицах дополнительных случаев смерти (общей смерти, смерти от сердечно-сосудистых и респираторных заболеваний) и госпитализации (по поводу обострения бронхиальной астмы, респираторных и сердечно-сосудистых заболеваний) с применением принятых в международной практике подходов и рекомендаций ВОЗ.

Результаты показали, что хроническое загрязнение атмосферного воздуха в Воронеже и районных центрах обуславливает значимые уровни риска здоровью населения, при этом основой вклад (более 80%) в формирование возможного ущерба здоровью вносит воздействие взвешенных веществ, особенно их мелкодисперсной фракции (PM10), и диоксида серы. В Воронеже прогнозируется 206 дополнительных случаев смерти на 100 тыс. населения ($2,06 \cdot 10^{-3}$), ущерб здоровью населения составляет около 1500 случаев преждевременной смерти в год. Вклад в общую смертность населения города (без учета внешних причин) достигает 13%.

Оценка возможной канцерогенной опасности показала, что суммарный канцерогенный риск для здоровья населения областного центра от воздействия всех контролируемых в атмосферном воздухе канцерогенов (1,3-бутадиен, хром (6+), акрилонитрил, формальдегид, свинец, этилбензол, стирол) составляет $9,3 \cdot 10^{-5}$ за год ($6,5 \cdot 10^{-3}$ за жизнь), что превышает рекомендованный Роспотребнадзором приемлемый уровень для населения (границы приемлемого риска составляют $10^{-6} - 10^{-4}$ за жизнь). Популяционный канцерогенный риск, определяющий дополнительное к фону число злокачественных новообразований, для населения Воронежа составил 70 прогнозируемых случаев в год при сохранении экспозиции на уровне 2007–2008 гг.

Следует отметить, что оцененные уровни риска для здоровья населения областного центра не носят исключительный характер. Высокий уровень загрязнения городского воздуха является значимой угрозой здоровью населения и в других крупных промышленных центрах страны. По разным оценкам загрязнение воздуха в городах России является причиной от 40 тыс. до 123 тыс. дополнительных смертей в год, что составляет соответственно от 2 до 17,5% общей смертности городского населения страны [2,3].

Загрязнение воздуха взвешенными веществами является значимым экологическим фактором риска для здоровья населения не только России, но и более благополучных стран Европы. Результаты специально проведенных в конце 1990-х годов исследований в Австрии, Франции и Швейцарии показали, что загрязнение воздуха обуславливает около 40 тыс. случаев (6%) общей смертности в год [4].

По последним данным доклада ВОЗ, подготовленного в связи с оценкой прогресса, достигнутого странами Европы в период с 1990 г. по 2010 г. в снижении экологических угроз здоровью, загрязнение воздуха взвешенными веществами в 40 европейских странах обуславливает до 500 тыс. случаев смерти ежегодно [5]. Значительную часть смертей связывают с загрязнением воздуха транспортными средствами. Учитывая опыт стран Европейского союза, можно ожидать, что и в Воронеже, как и в других городах страны, автотранспорт ответствен за случаи преждевременной смерти населения. Для получения количественных оценок влияния загрязнения воздуха транспортными средствами на здоровье населения требуется проведение специальных исследований.

Влияние теплоэнергетики, производящей менее 10% электроэнергии в Воронежской области, на здоровье населения изучали на основе моделирования рассеивания выбросов загрязняющих веществ от ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 Воронежа. Как показали результаты, произошедшее в последнее десятилетие изменение структуры топливного баланса ТЭЦ-1 в сторону увеличения доли газового топлива и проведение природоохранных мероприятий способствовали снижению выбросов загрязняющих веществ и уменьшению негативного воздействия на здоровье населения. Так, согласно материалам исследования 1999–2000 гг. ущерб здоровью от выбросов взвешенных веществ ТЭЦ-1 составлял 390 дополнительных случаев смерти в год, диоксида серы – 145 [6]. В настоящее время концентрации в атмосферном воздухе Воронежа диоксида серы, взвешенных веществ в пересчете на мелкодисперсную фракцию PM10 и диоксида азота за счет выбросов тепловых электростанций находятся ниже эпидемиологического порога действия этих загрязняющих веществ. Уменьшение нагрузки на воздушный бассейн за счет снижения более чем в 5 раз доли угля в топливном балансе станции (с 17 до 3,3%) и увеличения использования газового топлива в сочетании с изменившимися научными представлениями о критериях ущербов здоровью населения явились причиной значительного снижения расчетных оценок ущерба.

Необходимо отметить, что риски для здоровья, связанные с угольной энергетикой, являются значительными как для российских, так и более экологичных зарубежных ТЭС. По нашим оценкам индивидуальные годовые риски смерти от загрязнения воздуха летучей угольной золой в российских городах с крупными электростанциями (Рефтинская ГРЭС в Асбесте, Ростовская ГРЭС в Новочеркасске и др.) составляют $10^{-4} - 10^{-3}$, суммарный ущерб достигает 5–7 тыс. дополнительных случаев смерти в год. В США с выбросами тепловых электростанций, 70% которых работает на угле, связывают около 24 тыс. преждевременных смертей ежегодно, из которых 2800 вызваны раком легких [7].

Влияние работы Нововоронежской АЭС на население проявляется в дополнительном по отношению к фоновому облучению. По официальным данным территориального управления ФМБА России, представленным в «Радиационно-гигиенических паспортах Российской Федерации», средняя эффективная доза облучения населения Нововоронежа с 1999 г. по 2007 г. изменялась от 0,03 до 10 мкЗв/год. В 2007 г. доза составила 4 мкЗв, т.е. тысячные доли установленного предела (1 мЗв/год) и природного фона (2,2 мЗв/год) [8]. Вклад действующей станции в суммарную дозу облучения (3

мЗв/год) не превышает десятые доли процента (0,1%). Ведущими факторами облучения населения являются природные (75,5%) и медицинские (24,2%) источники ионизирующего излучения. Следует отметить, что доза облучения от работы атомных станций столь мала, что не поддается измерению и может быть оценена лишь расчетным путем. Поэтому оценки такой чрезвычайно низкой дозы в сильной мере зависят от принятой методологии расчета, а неизбежные расчетные погрешности могут оказаться соизмеримыми с величиной дозы.

По расчетам специалистов ИБРАЭ годовая эффективная доза облучения для критической группы «рыбаки» в результате совместной работы Нововоронежской АЭС и строящейся НВАЭС-2 с учетом всех путей облучения (потребления рыбы, молока, мяса и овощей местного производства) составит 0,85 мкЗв/год. Расчет проведен для крайне консервативных условий облучения: полагалось, что поступление радионуклидов от НВАЭС-2 в открытую гидросеть будет сравнимо со сбросами действующей станции, что не соответствует проектному решению АЭС-2006, согласно которому поступление радионуклидов в поверхностные и подземные воды с организованными сбросами от станции исключено. Кроме того, расчет проводился для малочисленной критической группы населения «рыбаки», которая подвергается наибольшему облучению. Следовательно, для остальной части населения Нововоронежа возможная доза облучения будет ниже приведенной расчетной величины для критической группы.

Как видно, оцененная специалистами ИБРАЭ доза облучения в результате совместной работы двух АС оказывается ниже величины годовой эффективной дозы от работы одной действующей станции, рассчитанной специалистами территориального управления ФМБА России. И то, и другое значение дозы настолько малы, что единственный вывод, который можно сделать на их основе, состоит в том, что облучение населения от атомных станций, работающих в нормальном режиме, крайне ограничено, в тысячи раз ниже дозы, получаемой от природных источников и медицинских процедур. Доза техногенного облучения лежит существенно ниже порога выявляемости (100 мЗв/год) эффектов действия радиации и даже по самым осторожным оценкам не может рассматриваться в качестве реального фактора угрозы здоровью населения, о чем убедительно свидетельствуют оценки риска развития стохастических эффектов.

Расчет радиационных рисков онкологических заболеваний для населения Нововоронежа, выполненный на основе официальных (по данным «Радиационно-гигиенических паспортов Российской Федерации») оценок годовой дозы облучения, связанного с работой НВАЭС с 1999 г. по 2007 г., показал, что индивидуальный годовой риск составляет 10^{-9} – 10^{-7} и соответствует абсолютно приемлемому риску. В 2007 г. значение индивидуального риска составило $2,3 \cdot 10^{-7}$, что в 100 раз ниже установленного предела ($5 \cdot 10^{-5}$). Общее число теоретически рассчитанных ожидаемых случаев рака за год составило 0,008 (или 8 случаев за 1000 лет работы станции). Указанные риски обусловлены дополнительной дозой облучения от АС, которая в тысячи раз ниже дозы облучения населения от природного радиационного фона. Оценки риска носят исключительно гипотетический характер и основаны на линейной беспороговой концепции. Вероятность возникновения наследственных эффектов при существующих уровнях облучения

столь ничтожна (индивидуальный риск составляет 10^{-11} – 10^{-9} в год), что вопрос о появлении дополнительных случаев генетической патологии среди населения Нововоронежа лишен смысла. Поскольку в расчетах риска использовали наиболее консервативные оценки дозы облучения населения, представленные территориальным управлением ФМБА России по Воронежской области, полученные значения индивидуального и популяционного рисков можно рассматривать как максимальные оценки ущерба, наносимого работой НВАЭС.

Анализ ситуации, связанной с радиоактивным загрязнением объектов окружающей среды в результате протечки жидких радиоактивных отходов из хранилища в 1985 г. в районе действующей АС, с позиций оценки риска показал следующее. Превышение среднегодовой концентрации ^{60}Co в подземных водах по критерию УВ_{вода} в 2007 г. зафиксировано в 8 из 21 контрольных скважин, расположенных в зоне загрязнения [9]. Средняя за 2007 г. объемная активность ^{60}Co составила 99,4 Бк/л, что в соответствии с действующими нормами радиационной безопасности в 2,4 раза выше УВ_{вода} (41 Бк/л) [10]. Даже при непосредственном питьевом использовании этих загрязненных подземных вод доза облучения составит 0,24 мЗв/год, а риск развития стохастических эффектов – $1,9 \cdot 10^{-5}$ в год, что ниже допустимого предела.

Сравнительный анализ радиационных и химических рисков показал, что для населения Воронежа индивидуальные годовые риски возникновения онкологических заболеваний по причине загрязнения воздуха химическими канцерогенами ($9,3 \cdot 10^{-5}$) и риски смерти от воздействия классических загрязняющих веществ ($2,1 \cdot 10^{-3}$) оказываются в 1000 – 10 000 раз выше рисков развития рака в результате дополнительного облучения населения Нововоронежа ($2,3 \cdot 10^{-7}$), связанного с текущей работой НВАЭС.

Таким образом, исследования показали пренебрежимо малое влияние современных ядерных технологий на здоровье населения по сравнению с источниками химического риска. Значимым фактором риска для здоровья населения Воронежской области является загрязнение воздуха классическими и канцерогенными химическими веществами, поступающими от промышленных предприятий и автотранспорта. Поэтому меры, направленные на улучшение качества атмосферного воздуха, следует рассматривать в качестве приоритетных, реализация которых позволит улучшить состояние здоровья населения. Примененный подход к комплексному анализу рисков и полученные результаты могут быть использованы для выработки стратегии дальнейшего экологически приемлемого социально-экономического развития Воронежской области. Вместе с тем реализация эффективной экологической политики, основанной на анализе рисков, потребует существенной модернизации, а фактически – создания современной региональной системы экологического мониторинга, важным элементом которой должна стать территориальная АСКРО (автоматизированная система контроля радиационной обстановки).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ICRP Publication 103. The 2007 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection. ELSEVIER, ICRP. Publication 103. Annals of the ICRP, 37 (2-4), pp. 1–332.
2. Ревич Б.А., Авалиани С.Л., Тихонова Г.И. Экологическая эпидемиология. Учебник. М.: Академия, 2004. 384 с.

3. Рахманин Ю.А., Новиков С.М., Иванов С.И. Современные научные проблемы совершенствования методологии оценки риска здоровья населения. — Гигиена и санитария, 2005, № 2, с. 7–10.

4. Künzli N., Kaiser R., Medina S. et al. Public-health impact of outdoor and traffic-related air pollution: a European assessment. — The Lancet, 2000, Vol. 356, September 2, pp. 795–801.

5. Health and Environment in Europe: Progress Assessment. ISBN 978 92 890 41680, 2010, pp.143

6. Авалиани С.Л., Ревич Б.А., Захаров В.М. Мониторинг здоровья человека и здоровья среды (Региональная экологическая политика). М.: Центр экологической политики России, 2001. 76 с.

7. Power Plant Emissions: Particulate Matter-Related Health Damages and the Benefits of Alternative Emission Reduction Scenarios. Report prepared by Abt Associates Inc. with Computer Sciences Corporation and E.H. Pechan Associates Inc. for Clean Air Task Force Boston, June 2004.

8. Результаты радиационно-гигиенической паспортизации в субъектах Российской Федерации за 2007 год (Радиационно-гигиенический паспорт Российской Федерации). М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2008. 112 с.

9. Радиационная обстановка на территории России и со-пределных государств в 2007 году. Обнинск: Росгидромет, 2008. 285 с.

10. Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009): Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2009. 100 с.

СОСТОЯНИЕ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ КОМПЛЕКСА RECASS NT ДЛЯ ОЦЕНКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ АВАРИЙНЫМИ АТМОСФЕРНЫМИ ВЫБРОСАМИ

**Косых В.С., Бородин Р.В., Клепикова Н.В.,
Коломеев М.П.
НПО «Тайфун», г. Обнинск**

Для оперативного анализа информации о радиоактивном загрязнении окружающей среды аварийными атмосферными выбросами и для подготовки прогноза распространения загрязнения в НПО «Тайфун» в 1993 году была разработана система поддержки принятия решений при радиационных авариях RECASS NT [1]. Система RECASS NT постоянно использовалась как при проведении противоаварийных учений, так и для анализа реальных выбросов (см., например, [2]).

Основной отличительной чертой системы является наличие постоянно обновляемого банка текущих и диагностических метеорологических данных, охватывающих территорию всего земного шара. Это предоставляет уникальные возможности для подготовки оперативных прогнозов в случае аварии в любой точке земли.

Данная система непрерывно развивалась за счет усовершенствования применяемых моделей, использования современных компьютерных средств, а также новых методов программирования и обработки данных. Расширялся круг задач системы. Был подготовлен гидрологический модуль системы для оценки загрязнения поверхностных вод [3]. Система RECASS NT стала применяться не только для радиационных аварий, но и для химических выбросов с целью информационной поддержки принятия решений при крупномасштабных пожарах (нефтяных и лесных) и на опасных производственных объектах, в том числе

и на объектах хранения и уничтожения химического оружия [4].

Основное назначение современной версии компьютерной системы RECASS NT – оценка и прогноз последствий аварийных поступлений (в результате выбросов, сбросов, разливов, взрывов и пожаров) загрязняющих веществ в окружающую среду, включая выработку рекомендаций по необходимости проведения защитных мероприятий.

Основные задачи системы:

- Обеспечение непрерывного сбора оперативных данных о состоянии и уровне загрязнения окружающей среды, метеорологической информации, организация загрузки, хранения и архивации поступающих данных.
- Оперативный анализ и прогноз распространения загрязнения в случае аварийных выбросов в окружающую среду.
- Расчет дозовых нагрузок на население.
- Выработка рекомендаций по проведению защитных мероприятий для населения в случае аварий на радиационно и химически опасных объектах.
- Обеспечение одновременного многопользовательского доступа к оперативным и расчетным данным.
- Обеспечение возможности проведения расчетов в случае учений и тренировок.

Принцип работы системы построен по технологии «клиент-сервер». В общем случае в состав системы входит несколько клиентских компьютеров, взаимодействующих с несколькими серверами. Программное обеспечение (ПО) серверной части работает непрерывно, обеспечивая функции загрузки оперативной информации в интегрированный банк данных (ИБД) системы.

Помимо ФИАЦ Росгидромета (НПО «Тайфун») система RECASS NT установлена в кризисных центрах Госкорпорации «Росатом» и ОАО «Концерн Росэнергоатом», на всех атомных станциях РФ, на предприятиях по хранению и уничтожению химического оружия, в Центре радиационного контроля и мониторинга Республики Беларусь.

Опыт работы с моделями переноса в ходе создания и эксплуатации системы RECASS NT обобщен в ряде нормативных документов:

- Руководящий документ «Методика расчета рассеяния загрязняющих веществ в атмосфере при аварийных выбросах» (РД 52.18.717 – 2009).
- Руководящий документ «Методика оперативной оценки загрязнения водотоков и водоемов аварийными выбросами загрязняющих веществ в атмосфере» (РД 52.18.719 – 2009).
- Методика расчета загрязнения окружающей среды и оценка воздействия на население для обоснования мер защиты в случае аварии на радиационно опасных объектах с программным средством «Экспресс» (МВР 6.2.15-09), прошедшая метрологическую экспертизу и аттестацию во ФГУП «ВНИИФТРИ».

Состав моделей для описания рассеяния и переноса загрязняющих веществ в системе RECASS NT соответствует основным типам моделей, широко применяемым в мировой практике:

1. Гауссова модель [5-7], по которой рассчитывается распространение загрязняющих веществ (ЗВ) на расстояние до 10 км от источника и дается ориентировочная экспресс – оценка переноса до 30 км при условии, что высота выброса не более 150 м, а источник находится в пределах пограничного слоя атмосферы. Предполагает-

ся, что метеоусловия не изменяются во времени и пространстве за время действия источника и переноса ЗВ, перенос примеси происходит над однородной местностью. Такие модели используются для оценки влияния выброса в ближней зоне (локальные модели).

2. Модель, основанная на решении полуэмпирического уравнения турбулентной диффузии [8, 9]. Рассечение облака происходит под влиянием турбулентных вихрей, размер которых сравним с размером облака примеси или меньше его.

3. Стохастическая модель диффузии [10-11], основанная на методе Монте-Карло, использует уравнения, описывающие случайные блуждания частиц, с построением траекторий тысяч индивидуальных частиц.

Для примера на рис.1 приведены результаты расчета плотности и выпадения Cs-137 на подстилающую поверхность для гипотетических сценариев аварий по моделям разных масштабов переноса.

В ФИАЦ в дополнение к действующим моделям распространения ЗВ в атмосфере, для системы RECASS NT разрабатывается модель моментов для расчета переноса примеси для регионального и глобального масштаба. Кроме того, что она включается в ансамбль моделей, т.к. она менее затратная с точки зрения вычислений. Структура ее алгоритма удобнее для использования в ассимиляции данных радиационных измерений на местности и для решения задач локализации источника выброса.

Во многих современных системах поддержки принятия решений при аварийных выбросах в атмосферу имеется возможность моделировать распространение “тяжелых” газов [12-13]. Это существенно расширяет класс аварий, для которых применимы расчеты. Особенностью их распространения является то, что они могут иметь либо плотность выше плотности окружающего воздуха, либо температуру ниже температуры окружающего воздуха, что необходимо учитывать при расчете их распространения в атмосфере. Алгоритм расчета распространения “тяжелых” газов представлен в разработанном в ФИАЦ Росгидромета руководящем документе РД 52.18.717-2009. Результаты расчетов полу-

ченного программного модуля необходимо тестировать по известным модельным и эмпирическим данным.

В настоящее время в мировой практике для определения загрязнения окружающей среды при аварийных выбросах используется ансамбль моделей с разными способами расчета распространения примеси [14]. Это дает возможность повысить достоверность прогноза загрязнения окружающей среды при анализе результатов расчетов, проведенных по разным моделям.

Существенным вопросом, при использовании атмосферных моделей рассеяния ЗВ оперативного назначения, является их обеспечение метеорологической информацией в режиме реального времени и прогноза на несколько суток. Многие необходимые для модели параметры в настоящее время не могут быть получены на регулярной основе. Поэтому требуется разработка специальных программных модулей для подготовки необходимой модельюм рассеяния ЗВ метеоинформации для обеспечения их работоспособности. Такой блок с условным названием «метеорологический пре-процессор» (метеопроцессор) определяет необходимые для проведения расчета рассеяния примеси параметры приземного и пограничного слоев атмосферы, а также примыкающей к ним свободной атмосфере. Его работа основывается на доступных регулярных сетевых наблюдениях и данных, представляемых метеорологическими центрами прогноза погоды.

Прогностические метеопараметры атмосферы, подготовленные метеопроцессором, должны удовлетворять требованиям

- национальной информационной независимости,
- стабильности и оперативности при ограниченных вычислительных ресурсах,
- гибкой настройки к любому региону размещения ПО,
- разномасштабности (от локального до глобального),
- определенного пространственно-временного разрешения в зависимости от масштаба переноса,
- возможности определения необходимых для расчета распространения примеси параметров нижней атмосферы (до 3 км).

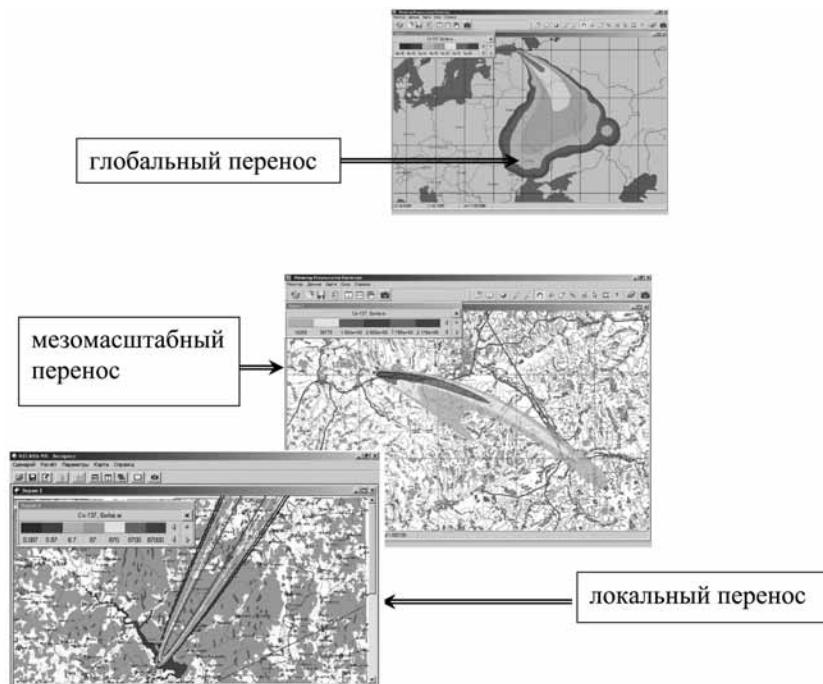


Рис. 1. Моделирование распространения загрязняющих веществ моделями разных масштабов переноса

В мировой практике подготовка прогностических метеорологических параметров обычно осуществляется на базе прогнозов национальных служб погоды. Например, американская система NARAC объединяет модуль подготовки метеоданных ADAPT, который использует как входные данные прогноз погоды, подготовленный национальной службой погоды NWC, и модуль рассеяния примеси LODI [15]. В Скандинавских странах для целей оперативного прогнозирования распространения аварийного выброса ЗВ в атмосфере используется система регионального численного предсказания погоды HIRLAM и модель рассеяния ЗВ в атмосфере SILAM [16]. На рис.2 показаны, используемые в европейских странах региональные модели оперативного прогноза погоды. Таких систем четыре: ALADIN (Алжир, Бельгия, Болгария, Марокко, Польша, Португалия, Тунис, Турция, Франция; Австрия, Венгрия, Румыния, Словакия, Словения, Хорватия, Чехия), UKMO (Великобритания), HIRLAM (Дания, Исландия, Испания, Ирландия, Нидерланды, Норвегия, Финляндия, Швеция, Эстония; Латвия, Литва), COSMO (Германия, Греция, Италия, Польша, Румыния, Швейцария и Россия). Прогноз метеопараметров, рассчитываемый по этим региональным моделям не является общедоступным, но может быть получен на коммерческой основе.

В настоящее время в системе ФИАЦ Росгидромета RECASS NT используются данные крупно-масштабного объективного анализа и численного прогноза метеорологических параметров с заблаговременностью до трех с половиной суток на стандартных изобарических поверхностях (с давлением 925, 850, 700 и 500 гПа) с горизонтальным разрешением $1,25^\circ \times 1,25^\circ$ (~140 км в средних широтах) с дискретностью 6 часов, подготовленные оперативно-производственным подразделением ГУ «Гидрометцентра России». Кроме того, для целей контроля и подстраховки в системе предусмотрена возможность использования данных других Всемирных служб погоды в нерегламентируемом режиме.

Используя глобальные данные ГУ «Гидрометцентра России» и параметризации, метеопроцессор опера-

тивно рассчитывает с необходимым пространственно-временным разрешением динамические, термические и турбулентные характеристики приземного и пограничного слоев атмосферы, а также свободной атмосферы.

Повышение достоверности прогнозов загрязнения окружающей среды при аварийных ситуациях на ПОО можно осуществить за счет уточнения прогноза метеорологических параметров, ответственных за распространение примеси в атмосфере, в частности за счет использования в метеопроцессоре в качестве входных данных регионального анализа/прогноза. Для решения этой задачи в настоящее время проводится работа по адаптации в систему RECASS NT новых разработок метеорологических региональных прогнозов для Европейской территории России.

В рамках совместной работы с FMI (Финским метеорологическим институтом) метеопроцессор был модифицирован для усвоения в качестве входной информации метеорологические поля ветра и температуры воздуха, рассчитанных по финской прогностической региональной модели HIRLAM. Проведена работа по приему, раскодировке и освоению данных HIRLAM. Метеополя, рассчитанные по этой модели, готовятся для северных территорий Европейской территории России и имеют пространственное разрешение примерно 0,08 градусов. Была проведена серия расчетов для региона Кольской АЭС. Анализ результатов показал перспективность использования региональных прогностических полей ветра и температуры воздуха для расчета необходимых метеопараметров для модели переноса и рассеяния примеси в атмосфере.

В настоящее время в ФИАЦ Росгидромета проведена подготовительная работа по освоению данных метеорологического регионального прогноза системы COSMO, разработанной в Германии и находящейся в опытной эксплуатации в ГУ «ГМЦ РФ». Метеополя, рассчитанные по системе COSMO, покрывают всю Европейскую территорию России и имеют разрешение по горизонтали ~7,5 км, а по вертикали от 50 до 200 м. В дальнейшем планируется провести модификацию метеопроцессора



Рис. 2. Страны, использующие региональные модели ALADIN, UKMO, HIRLAM и COSMO

для усвоения данных системы COSMO и адаптировать ее данные к системе RECASS NT.

Значительный интерес представляет использование системы WRF численного предсказания погоды, расчеты по которой в исследовательском варианте проводятся в ГУ «Гидрометцентра России». Расчеты проводятся для всей территории России 1 раз в сутки с использованием в качестве входных данные глобального прогноза Вашингтона, которые без установленного регламента размещают их на своем сайте в Интернете.

В настоящее время одной из проблем систем моделирования атмосферных аварийных загрязнений является разработка и внедрение алгоритмов восстановления региональных полей количества и интенсивности атмосферных осадков за короткие периоды времени ($\sim 3 \div 1$ часов), поскольку осадки в значительной степени определяют выпадения загрязнений на поверхность земли. В России на сети Росгидромета проводятся измерения сумм выпавших осадков за 12 часов. Поэтому разрабатываются алгоритмы получения короткопериодных сумм осадков на основе измеренных сумм осадков за длительный период времени с использованием данных об облачности и явлениях погоды. Кроме того, планируется разработка улучшенного прогноза осадков на мезомасштабе на основе данных глобального прогноза.

Проведенный анализ позволяет сформулировать следующие предложения по развитию в Росгидромете аварийных систем поддержки принятия решений и внедрению в практику результатов современных и перспективных технологий.

1. Разработка модели распространения загрязнений в атмосфере, основанной на численной реализации метода моментов и использование ее при решении обратных задач по локализации источника выброса.

2. Программная реализация модели “тяжелых” газов для оценки загрязнения окружающей среды при их аварийном поступлении в атмосферу.

3. Использование в системе RECASS NT для Европейской территории России системы подготовки метеоданных COSMO.

4. Разработка и внедрение в модуль метеопроцессора алгоритмов восстановления региональных полей количества и интенсивности атмосферных осадков за короткие периоды времени ($\sim 3 \div 1$ часов)

5. Использование ансамбля моделей расчета последствий атмосферного выброса для повышения достоверности подготавливаемых прогнозов загрязнения.

Список литературы

1. Shershakov V.M., Borodin R.V. and Kosykh V.S. Radioecological Analysis Support System (RECASS). Radiation Protection Dosimetry, Vol. 50, Nos 2-4, pp. 181-184, 1993.
2. Shershakov V.M., Vakulovski S.M., Borodin R.V., Vozzhen-nikov O.I., Gaziev Ya.I., Kosykh V.S., Makhonko K.P., Chumichev V.B., Korsakov A.T., Martynenko V.P. and Godko A.M. Analysis and Prognosis of Radiation Exposure Following the Accident at the Siberian Chemical Combine Tomsk-7. RIS0 National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1994. RIS0-R-750(EN), ISBN 87-550-1980-3.
3. Коломеев М.П., Бородин Р.В., Григорьева В.М., Похил А.Ю. Оперативное прогнозирование аварийного радиационного загрязнения поверхностных вод в системе поддержки принятия решений RECASS NT. Пятая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». Тезисы докладов, Москва, 19-21 апреля 2006 г.
4. Булгаков В.Г., Бородин Р.В., Бурков А.И., Возженников О.И., Клепикова Н.В., Косых В.С., Свирикунов П.Н., Шершаков В.М., Круглов В.А. Система информационной поддержки принятия решений RECASS NT в задачах обеспечения безопасности при хранении и уничтожении химического оружия. III научно-практическая конференция «Научно-технические аспекты обеспечения безопасности при уничтожении, хранении и транспортировке химического оружия». Москва, октябрь 2006 г., с. 284-286.
5. Клепикова Н.В., Троянова Н.И., Фреймунд Г.Н. Использование гауссовых моделей в условиях слабого ветра и штилей. - Труды ИЭМ, вып.23(165), 2002, с.66-82
6. Иванов Е.А., Полянцев С.С. Методика выполнения расчета радиационных последствий для обоснования защитных мероприятий в случае аварии на атомной станции МВР 12.14-08. ВНИИАЭС. 2008, 58 с.
7. Schrader B.J. RSAC 6.2 with WinRP 2.0. User Manual. INL/EXT-05-00642. 2005. 277 p.
8. РД 52-18-717. Руководящий документ. Методика расчета рассеяния загрязняющих веществ в атмосфере при аварийных выбросах. – Обнинск, 2009, 121 с.
9. Клепикова Н.В., Троянова Н.И., Фреймунд Г.Н. Оперативный метод расчета переноса и рассеяния примеси в атмосфере при аварийных ситуациях на радиационно-опасных объектах. - Труды ИЭМ, вып.23(165), 2002, с.29-51
10. Арутюнян Р.В., Беликов В.В., Беликова Г.В. и др. Компьютерная система “НОСТРАДАМУС” для поддержки принятия решений при аварийных выбросах на радиационно-опасных объектах. – Известия РАН, сер. Энергетика, 1995, № 4, с. 19-30
11. Boughton B.A. and Delaurentis J.M. A Stochastic Model of Particle Dispersion in The Atmosphere. – Boundary-Layer Meteorology, V.40, 1987, pp. 147-163
12. Witlox H.W.M.. The hegadas model for ground-level heavy-gas dispersion – I. steady-state model. - Atm. Env., 1994, v.28,N.18, p.2917-2932
13. РД 03-26-2007. Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ
14. Galmarini S., Bianconi R. et al. Real-time monitoring data for real-time validation: coupling ENSEMBLE and EURODEP. – J. Environ. Radioactivity, 2008, p. 1233-1241.
15. Leone J.M., Jr., Nasstrom J.S., Maddik D.M. et al. Lagrangian operational dispersion integrator (LODI). User's guide. NCRL-AM-212798, 2001, 76 p.
16. Jochum A.M., Camino E.R., Bruun H.A.R., Holtslag A.A.M. Performance of HIRLAM in a Semiarid Heterogeneous Region: Evaluation of the Land Surface and Boundary Layer Description Using EFEDA Observations. – Mon. Wea. Rev., 2004, pp. 2745-2760

Секция 2

Развитие атомной энергетики

КИПЯЩИЕ КОРПУСНЫЕ РЕАКТОРЫ – ИННОВАЦИОННЫЙ ПУТЬ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Каширин В.И., Малышев А.В., Янчук В.А.
ОАО «Ижорские заводы»

О внедрении атомных источников в региональную энергетику

На МНТК-2008 были обозначены приоритеты в развитии ядерного энергетического комплекса России. В докладе В.Г.Асмолова [1] упомянута необходимость расширения рынков сбыта, внедрения атомных источников в коммунальное теплоснабжение и разработки соответствующих проектов для региональной энергетики.

Интерес к таким установкам значительно вырос и в мире. Это объясняется не только влиянием финансового кризиса, который продемонстрировал уязвимость программ, жёстко ориентированных на так называемые «длинные деньги». Сдвиг вправо заявленных ранее сроков ввода энергоблоков означает не только упущенную выгоду эксплуатирующей организации, но и реальные экономические потери машиностроительных предприятий. Они проводили опережающую реструктуризацию и модернизацию, ориентированную на упомянутые программы. Рост интереса к установкам малой и средней мощности объясняется также тем, что разработчики выстраивают концепции новых проектов с учётом обозначенных проблем и возражений.

В докладе В.Г.Асмолова были высказаны следующие возражения против атомных станций малой мощности: *высокая удельная стоимость установленного кВт; близость к потребителю ужесточает требования по безопасности, необходимость дорогостоящей перенастройки промышленной, топливной, обслуживающей базы и предприятий по обращению с ОЯТ; низкая инвестиционная привлекательность для крупной эксплуатирующей организации.*

Ответы на эти возражения сформулированы зарубежными специалистами.

Во-первых, было показано, что снижение единичной мощности энергоблока не обязательно связывается обратной пропорцией со стоимостью установленного кВт. Снижению стоимости установленного кВт АС малой и средней мощности способствует возможность перехода к заводскому изготовлению модулей АС и связанное с этим резкое сокращение объёма СМР и ПНР. Кроме того, уменьшается количество оборудования не только в результате изменения концепции проекта, но и просто, как результат снижения единичной мощности энергоблока. Например, за счёт перехода на однопоточную систему регенеративного подогрева [2].

Во-вторых, естественно, все подобные проекты учитывают ужесточение требований по безопасности, связанное с необходимостью приближения установки к потребителю. Проекты, как правило, ориентированы на внедрение свойств внутренней самозащищенности и пассивных систем безопасности. А, кроме того, предусматривают подземное (например, NuScale, mPower) или полуподземное (например, IRIS) размещение, что позволяет проще решать проблемы, связанные с внешними воздействиями и физзащитой.

В-третьих, предпочтение отдаётся отработанным легководным технологиям [3], дорогостоящая перенастройка промышленной, топливной, обслуживающей базы и предприятий по обращению с ОЯТ в этом случае не потребуется.

В результате на первый план выходят перечисленные в том же докладе В.Г.Асмолова преимущества: *замена блоков на органике в местах слабых энергосистем; заводское изготовление, меньшие разовые инвестиции, меньшее время сооружения; отсутствие конкуренции в этом секторе ЯЭ на мировом рынке.*

Что касается первого, то следует напомнить из доклада [4], что «обеспечение страны электричеством лежит на плечах станций среднего уровня мощности», а также то, что «для расширения масштабов участия АЭ в региональной электроэнергетике необходимо согласование мощностной структуры АЭС с уровнем мощностей региональной электроэнергетики». Иными словами, заявлено, что в основном энергосистемы России «слабые» и больше приспособлены для встраивания станций средней и малой мощности. Это подтверждается и отказом от достройки блоков Балаковской и Курской АЭС, мотивированным оценкой затрат на сооружение ЛЭП, которые оказались соизмеримыми с затратами на достройку энергоблоков.

На втором пункте следует остановиться особо. Более «короткие деньги», вовлекаемые в такие проекты, снижают необходимую жёсткость долгосрочного планирования.

И относительно последнего заявленного преимущества следует заметить, что очень скоро мы можем столкнуться в этом секторе с ещё более ожесточённой конкуренцией, чем в секторе установок большой мощности. На сегодня наше реальное преимущество перед конкурентами состоит в том, что, в отличие от них, мы имеем действующие АС малой мощности: Билибинскую АЭС и ВК-50. Обе представляют собой кипящие легководные одноконтурные системы с естественной циркуляцией теплоносителя, работающие в режиме АТЭЦ. Другим нашим преимуществом является то, что у нас есть обширнейший сектор энергетики, в котором востребованными являются именно установки малой и средней мощности. Этим сектором является производство тепла, в частности, для коммунального теплоснабжения.

Почему в региональной энергетике следует отдать предпочтение АТЭЦ?

В условиях, когда поставлена задача выхода атомной энергетики на саморазвитие, актуальным является увеличение производства товарной продукции на единицу затрат. Если в производстве электричества атомная генерация уже на сегодняшний день составляет в России довольно значимую долю, то в производстве тепла она пренебрежимо малая величина. В то же время 2/3 используемых топливно-энергетических ресурсов идёт на теплоснабжение [5].

При работе по теплофикационному циклу производство товарной продукции можно увеличить более, чем в два раза, не прибегая к дорогостоящим работам, связанным с повышением КПД.

Почему легководный кипящий корпусной реактор является наилучшим выбором для региональной энергетики?

Разрабатывая проект, изначально позиционируемый как серийный, необходимо заручиться гарантией от неудачи. Неудачей в данном случае следует считать не только неизбежные проблемы начальной стадии эксплуатации, но и возможность возникновения серьезных проблем в дальнейшем в течение длительного времени. К настоящему времени исторически гарантией от неудачи обладают только два типа реакторов PWR и BWR.

В отличие от организаций, приспособливающих для региональной энергетики разработки, выполненные в рамках их специализации, наше предприятие считает, что в наибольшей мере требованиям к реакторным установкам для АТЭЦ соответствует легководный кипящий корпусной реактор с естественной циркуляцией теплоносителя.

Первейшим из требований, предъявляемых к АТЭЦ и продиктованных необходимостью размещения источника тепла в непосредственной близости от населенного пункта, является обеспечение и демонстрация повышенного уровня безопасности. Как известно, сформировались два направления повышения безопасности АС. Одно связано с наворачиванием дополнительных систем и каналов безопасности, а другое с упрощением установки и соответствующим сокращением ее компонентов и систем. Первое направление повышает и без того значительную капитальную составляющую в себестоимости энергии производимой АЭС, оставляя единственный путь её относительного снижения – увеличение единичной мощности энергоблока. Преимущества BWR в этом плане хорошо сформулированы В.А.Пивоваровым [6]:

- отсутствие второго контура, парогенераторов, компенсатора давления, борной системы регулирования, помещений для размещения этого оборудования; необходимости обслуживания, контроля и ремонта его;
- вдвое меньшее, по сравнению с PWR, давление в корпусе реактора и др.

К этому следует добавить, что механизм естественной циркуляции теплоносителя, позволяющий отказаться от циркуляционных насосов, более эффективно работает именно в кипящихих реакторах. Ещё одним преимуществом кипящего реактора является более низкая температура топлива, чем в реакторе с водой под давлением.

В целом BWR обладает значительно большим потенциалом упрощения, чем PWR. Особенно, как показывают проработки Hitachi Ltd., BWR средней и малой мощности [2]. В нашей стране реакторы ВВЭР прочно заняли место в секторе установок большой мощности и являются естественной основой программы развития ядерной энергетики. Это, так сказать, «тяжелый» проект с большими затратами и длительным сроком реализации, что делает его сильно зависимым от конъюнктуры. Естественно, что вместе с ним в такую же зависимость попадают поставщики оборудования. Для региональной энергетики необходим проект, который условно можно назвать «light». Проект, который можно реализовать в короткие сроки с минимальными затратами и при этом он давал бы существенное увеличение выхода полезного продукта. К тому же такой проект обеспечивал бы страховую профильную загрузку энергомашиностроительных предприятий.

Чернобыльский синдром в отношении АС далеко не преодолен не только, судя по публикациям СМИ, у населения. Для проектировщиков хуже то, что он оформился в, конечно, не обязывающие, но трудно игнорируемые рекомендации МАГАТЭ [7,8,9]. Согласно этим рекомендациям радиационно опасные объекты классифицированы по степени опасности и для них рекомендованы соответствующие зоны аварийного планирования. Реакторные установки тепловой мощностью более 100 МВт отнесены к категории опасности I, а рекомендованные для таких объектов зоны аварийного планирования плохо согласуются с требованиями к размещению ТЭЦ. По-видимому, обосновать приближение АС к населенному пункту на расстояние, соответствующее минимальным значениям зон аварийного планирования и ближе, может помочь только подземное или полуподземное размещение АС, которое в большей мере соответствует детерминистским принципам обоснования безопасности. Следует отметить, что до настоящего времени работы по подземному размещению, как правило, отвечали на вопрос, на сколько такой вариант удешевляет строительство по сравнению с традиционным для традиционных же конструкций и компоновки РУ. Необходимы технические решения, позволяющие снизить затраты при подземном или полуподземном размещении АС. Эти решения очевидно должны быть связаны с уменьшением объёма подземных работ. И здесь BWR с относительно меньшей аккумулированной энергией и минимальным составом оборудования имеют существенные преимущества.

О концептуальных технологических решениях проекта РУ с ВК

Основная идея нашего предложения состоит в том, чтобы разделить функции локализации аварий и защиты от внешних воздействий [10,11,12], что позволит уйти от традиционной технологии строительства АЭС.

Теоретически объем локализатора кипящего корпусного реактора можно свести к объему страховочного корпуса реактора, окружающего основной корпус с минимальными зазорами, допускающими контроль металла основного корпуса, и объему циркуляции первичного теплоносителя, необходимому для отвода остаточного тепла активной зоны по двухконтурной схеме. Т.е. объем страховочного корпуса плюс внутренний объем аварийных теплообменников. Количество физических барьеров на пути распростране-

нения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду при этом будет таким же, как и в установках с ВВЭР. Локализатор должен быть металлическим, состоящим из модулей заводского изготовления. Строительным конструкциям АТЭЦ следует оставить только функции защиты от внешних воздействий и восприятия сейсмических нагрузок. Радикальное уменьшение объема локализации может позволить реализовать подземное или полуподземное размещение оборудования РУ без относительного увеличения затрат. Огромное количество подобного рода сооружений — бомбоубежища, капониры и т.п. позволяет предполагать наличие большого опыта их проектирования и строительства.

К сожалению, объем локализатора по ряду причин невозможно свести к теоретическому минимуму. Во-первых, из-за необходимости обеспечения доступа персонала к верхней части реактора, а также размещения в этом объеме локализатора арматуры, которую необходимо периодически обслуживать. Увеличение объема локализатора, изначально заполненного неконденсирующимся газом, в свою очередь обуславливает необходимость устройства барботёра. Барботажный объем локализатора, по-видимому, следует использовать не для отвода остаточного тепла активной зоны, как в проектах ABWR, SBWR и др., а для продувки паром локализатора и аварийных теплообменников с целью удаления неконденсирующихся газов. Для отвода же остаточного тепла эффективнее использовать механизмы конденсации-кипения. Такая двухконтурная схема может быть полностью пассивной.

Представляется разумным осуществить страховку верхней части реактора с ограниченной протечкой в локализатор. При этом можно совместить функции страховки верхней части реактора со съемной теплоизоляцией. Специфика конструкции кипящего реактора позволяет использовать и другие известные ранее технические решения.

По-видимому, для мощностного ряда используемых в настоящее время теплофикационных турбин можно все модули РУ, за исключением верхней части локализующей оболочки реактора, выполнить в габаритах, позволяющих транспортировать их по железной дороге. Такой подход позволит, во-первых, расширить географию применения подобных установок, а, во-вторых, перенести сборку, включая арматуру, КИП и прочие элементы, и испытания отдельного оборудования на предприятие изготовитель и радикально сократить сроки СМР и ПНР и количество персонала на площадке.

Перспективы развития кипящих корпусных реакторов (KKR)

Благодаря высокому уровню безопасности, а также существенному потенциальному упрощению и снижению затрат установки с ККР могут и уже широко используются в ряде стран не только в малой энергетике, но и в энергетике средних и больших мощностей. Об этом красноречиво свидетельствует опыт ведущих стран Запада. Так японская фирма Хитачи планирует развитие японской энергетики во всем диапазоне мощностей только на базе различных модификаций BWR: малой мощности — менее 400 МВт эл, средней — около 1000 МВт эл и большой — 1700 МВт эл [3]. Намечается в ближайшее время построить 11 реакторов, в т.ч. 10 усо-

вершенствованных ABWR. В США после многолетнего перерыва возобновляется строительство АЭС только кипящего направления: получены разрешения на два блока ABWR, один блок ESBWR и намечены еще два блока ABWR.

KKР имеют весьма важную перспективу своего развития, избавляющую их от главного недостатка легководных реакторов на тепловых нейтронах — низкой эффективности использования топлива. Технология легководных ККР позволяет создать условия для получения быстрого нейтронного спектра. В настоящее время проект такого реактора (RMWR) активно разрабатывается в Японии и планируется строительство прототипной установки мощностью 300 МВт эл. Расчеты, выполненные в ГНЦ РФ ФЭИ, подтверждают возможность получения в таком реакторе коэффициента воспроизводства больше 1.

«Переход к простой одноконтурной схеме и использование отработанной технологии легководного кипящего теплоносителя позволит значительно уменьшить стоимость быстрого реактора, сделает его конкурентоспособным в современной энергетике и в энергетике ближайших десятилетий. Следует подчеркнуть, что вариант кипящего быстрого реактора в отличие, например, от реактора со сверхкритическим давлением (СКД) теплоносителя, не требует многолетней и дорогостоящей разработки новых материалов, корпусов, основного оборудования, обоснования их работоспособности и т.п. Это эволюционный путь, опирающийся на всю 50-летнюю историю развития наиболее успешного легководного направления в мировой атомной энергетике» [6].

Технологические возможности ОАО «Ижорские заводы»

Россия имеет немалый опыт в разработке, изготовлении и эксплуатации кипящих одноконтурных реакторов, таких как РБМК, а также с естественной циркуляцией теплоносителя: ЭГП-6 — работает с 1974 г. и корпусной кипящий реактор ВК-50 — работает с 1965 г. В ОАО «ОКБ Гидропресс» разрабатывался проект установки с реактором ВК-12, в ОАО «НИКИЭТ» — с реактором ВК-300. Кроме того, имеется опыт разработки ККР в ОАО «Ижорские заводы».

Технологические возможности последнего позволяют в короткие сроки проектировать и изготавливать корпуса кипящих реакторов различных размеров. В рамках проекта ВВЭР-1500 была изготовлена опытная цельнокованая обечайка диаметром 5,3 м, разработана принципиальная технология штамповки бесшовного днища. В настоящее время производственные мощности ижорской промплощадки загружены не только энергетическим оборудованием. Изготовлены сосуды для нефтехимической промышленности массой 800 т, 1200 т (диаметром 5,2 м, длиной около 35 м). Отработана транспортировка подобных изделий водным путем, для чего создан собственный причал на Неве.

Имеющееся на «Ижорских заводах» оборудование позволяет производить из листа корпуса ККР диаметром до 7 м. При естественной циркуляции теплоносителя в таком реакторе можно получить мощность порядка 900 МВт эл.

Таким образом имеются все необходимые условия для планирования в перспективе мощностного ряда ККР (см.рис.)



Мощностной ряд кипящих корпусных реакторов

Предельный размер корпуса реактора ВК, транспортабельного по железным дорогам, составляет 4,5 м (мощность ~300 МВт эл.). Диаметр корпуса реактора ВК-400 может составлять около 5,3 м. Корпуса такого диаметра и менее могут изготавливаться из цельнокованых обечаек, большего диаметра – из листа.

Заключение

1. Прямая генерация пара в кипящих корпусных реакторах – одна из двух основных ядерных энерготехнологий в мире.
2. Она базируется на освоенных технологиях топлива, легководного теплоносителя, конструкционных материалов, освоенных технологиях изготовления и имеющейся производственной базе.
3. По безопасности, экономичности, ресурсосбережению, экологии эта технология наилучшим образом подходит для целей теплофикации в региональной энергетике.
4. Мировой опыт показывает, что кипящие корпусные реакторы с успехом используются в энергетике средних и больших мощностей и имеют перспективу развития в т.ч. создания быстрого кипящего реактора.

5. В нашей стране в настоящее время имеются все необходимые условия для развития направления ККР как одного из инновационных путей в ядерной энергетике, одного из вариантов новой технологической платформы. ККР должны занять свою нишу, расширяющую область применения ядерной энергетики в стране.

Литература

1. В.Г.Асмолов. Приоритетные программы ядерного энергетического комплекса России, МНТК – 2008, Москва, 21-23 мая 2008 г.
2. Shoichiro Kinoshita, Koji Ando, Shunya Morita, Kazuhito Koyama. Development of Medium-size ABWR Aiming at Diversification and Amount Control of Plant Investment. <http://www.atominfo.ru/news/air7799.htm>
3. Е.П.Велихов, В.П.Кузнецов, Ю.Ф.Чернилин. Перспективы развития АЭС средней мощности (Региональная Атомная Энергетика) Российский Научный Центр «Курчатовский институт», МНТК – 2008, Москва, 21 -23 мая 2008 г.
4. И.Д.Грачев, С.А.Некрасов. Некоторые аспекты энергоснабжения малых населенных пунктов, Теплоэнергетика, 2010, №4.
5. В.А.Пивоваров. Одноконтурный кипящий реактор с быстрым нейтронным спектром – один из базовых элементов

Новой технологической платформы (*К выступлению на круглом столе «НТП-диапазон выбора и перспектива развития», на Ярмарке АЭС-2006, 24.04.2007г.*)

6. Preparedness and Response for a Nuclear or Radiological Emergency. Safety Standards. Ser. No GS-R-2. Vienna: IAEA, 2002.
7. Method for Developing Arrangements for Response to a Nuclear or Radiological Emergency. EPR-METHOD. Vienna: IAEA, 2003.
8. Arrangements for Preparedness for a Nuclear or Radiological Emergency. Safety Guide. Safety Standards. Ser. No GS-G-2.1. Vienna: IAEA, 2007.
9. В.И.Каширин, В.Г.Федосов, В.В.Петров, В.А.Янчук. Корпусные кипящие реакторы – невостребованные инновационные возможности, ОАО «Ижорские заводы», МНТК – 2008, Москва, 21 - 23 мая 2008 г.
10. Ю.Н.Кузнецов, В.И.Каширин, В.А.Янчук, А.С.Курский, М.Н.Святкин. Концептуальные основы создания инновационной реакторной установки с кипящим реактором (ВК-100) для региональной атомной энергетики, АтомРегион – 2009, г. Дзержинск.
11. В.И.Каширин, В.А.Малышев, В.А.Янчук. Некоторые расчетные оценки приемлемости концепции модульности для кипящих корпусных реакторов, ОАО «Ижорские заводы», МНТК – 2010, Москва, 2010 г.

ОСОБЕННОСТИ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ И БЛОКА АЭС «БУШЕР»

Коробов Н.Д.

ОАО «Атомтехэнерго», Россия, г. Мытищи

Ширази М., Гаффари Х.

Организация по атомной энергии Ирана, г.Бушер

Общие сведения

Площадка АЭС «Бушер» расположена на береговой равнине, на севере Персидского Залива, с координатами 28°50' северной широты и 50°53' восточной долготы. Характер местности равнинный с небольшим уклоном в южном направлении к побережью Персидского залива. Высота местности над уровнем моря составляет от 0 до 15 м.

Общий вид АЭС «Бушер» представлен на рис.1.



Особенности сооружения 1 блока АЭС «Бушер»

Основной особенностью сооружения 1 блока АЭС «Бушер» является поставленное Заказчиком условие сохранения ранее построенных основных зданий, сооружений АЭС и оборудования, поставленного KWU, и включения («интеграции») их в состав российского проекта. Это, в свою очередь, привело к необходимости выполнения специального комплекса работ по обследованию смонтированного и находящегося на складах оборудования и трубопроводов, объемов выполненных монтажных работ, состояния строительных конструкций и проектной документации, включая сопоставительный анализ на соответствие нормам и правилам проекта, оценку стоимости и технико-экономический анализ возможности интеграции.

При этом должна быть учтена не только российская нормативная база, но и документы иранского регулирующего органа и эксплуатирующей организации.

Процесс интеграции весьма специфическое мероприятие. Достаточно сказать, что в рамках интеграции строительной части реакторного отделения в состав российского проекта пришлось выполнить большой комплекс работ по удалению свыше 4500 м³ тяжелого железобетона реакторного здания для размещения горизонтальных парогенераторов российского проекта вместо вертикальных парогенераторов проекта KWU.

Важной особенностью является также то, что впервые за рубежом российские организации сооружают АЭС на условиях «под ключ».

Выполнение обследования оборудования

После завершения первого предварительного этапа обследования иранскому заказчику был представлен предварительный отчет. Работа была одобрена Организацией по атомной энергии Ирана. На втором этапе было продолжено детальное обследование блока: строительных конструкций главного корпуса и других зданий и сооружений, смонтированного оборудования и выполненных монтажных работ. Было обследовано свыше 14 тысяч единиц оборудования, арматуры и трубных узлов.

Руководство работами по обследованию первого блока АЭС «Бушер» осуществляла фирма «Атомтехэ-

нерго». Под ее началом работала команда российских специалистов, которая включала работников следующих организаций: института «Оргэнергострой», института «Атомэнергопроект», завода «Атоммаш», института НИАЭП, ЦКБ «Прометей», ЦКБА, «Атомэнергоремонт», ВНИИАЭС, представителей других конструкторских и научно-исследовательских организаций России.

Интеграция оборудования поставки KWU в составе российского проекта

По оборудованию KWU выполнены следующие этапы интеграции:

- обследование;
- сопоставительный анализ на соответствие нормам и правилам проекта;
- анализ на соответствие исходным техническим требованиям проекта;
- оценка стоимости и технико-экономический анализ возможности интеграции.

По результатам прохождения вышеуказанных этапов подлежит интеграции в проект достройки блока №1 АЭС «Бушер» 4733 единицы оборудования, блоков трубопроводов и 1018,4 км кабельной продукции поставки KWU.

Организация работ по вводу в эксплуатацию I блока АЭС «Бушер»

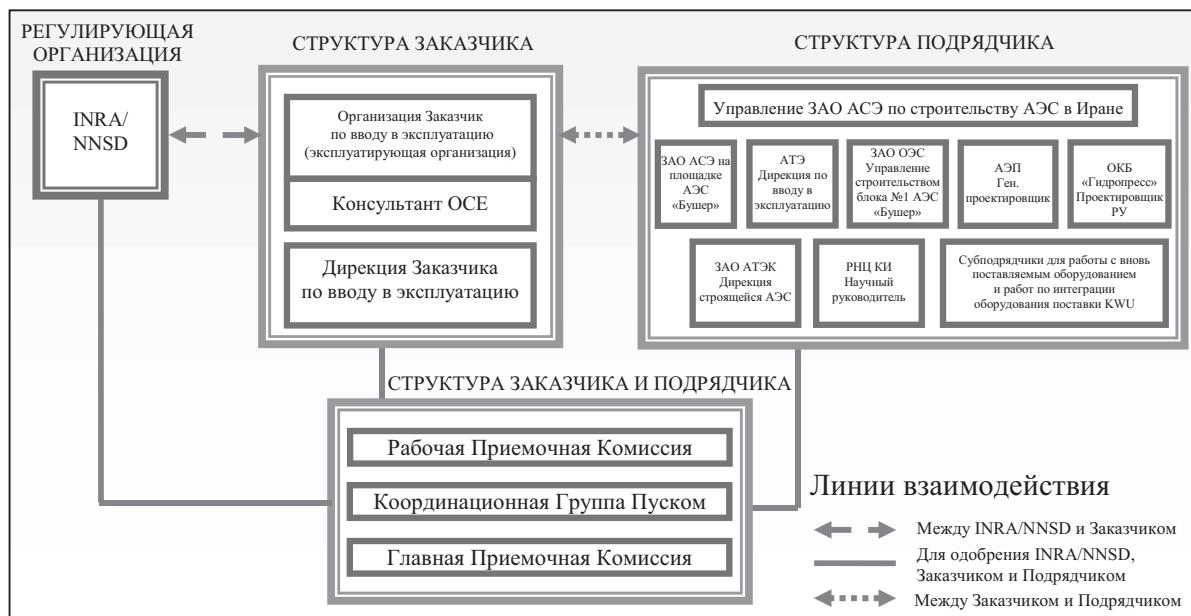
В соответствии с заключенным Контрактом, Подрядчик должен осуществить пуск блока №1 «под ключ», обеспечив все поставки и услуги, включая поставки и услуги Заказчика, необходимые для завершения строительства и ввода в эксплуатацию блока №1 атомной электростанции «Бушер».

Организационная структура взаимодействия Заказчика и Подрядчика приведена на рис.2.

Организация эксплуатации

Проектом предусмотрена бесцеховая структура эксплуатации.

Штатная численность производственного персонала BNPP составляет 757 человек. В соответствии с проектом бесцеховая производственная структура предусматривает 6 департаментов: производственный



департамент, инженерно-технический департамент, департамент технического обслуживания и ремонта (ТО и Р), департамент безопасности, департамент обучения и департамент обеспечения качества.

Эксплуатационный персонал АЭС делится на следующие три категории:

Персонал А – руководители, начальники департаментов и отделов, заместители указанных лиц.

Персонал В – персонал, осуществляющий управление технологическими процессами АЭС с БПУ и персонал АЭС, имеющий тот же уровень ответственности за безопасность АЭС.

Персонал С – технический персонал, осуществляющий оперативное управление и техническое обслуживание и ремонт оборудования и систем АЭС.

Обучение персонала

Для эксплуатации 1 блока АЭС «Бушер» подготовка специалистов ИРИ производилась:

- в Обнинском институте атомной энергетики (ОИАТЭ);
- в Нововоронежском учебно-тренировочном центре ОАО «Атомтехэнерго»;
- в филиале ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция»;
- на площадке АЭС «Бушер-1».

Обучение проводилось на русском языке.

Подготовка по теоретическому и тренажерному обучению проводилась в Нововоронежском учебно-тренировочном центре ОАО «Атомтехэнерго» и на площадке АЭС «Бушер» высококвалифицированными специалистами.

В общей сложности прошли обучение 712 специалистов АЭС «Бушер», в том числе в России 349 специалистов. На площадке АЭС «Бушер» было обучено 363 специалиста. Прошли стажировку на рабочих местах на 1 блоке АЭС «Бушер» 175 специалистов. Продолжают стажироваться на 1 блоке АЭС «Бушер» 52 специалиста.

Этапы ввода в эксплуатацию АЭС «Бушер»

Для обеспечения безопасности и/или оптимизации технологии ведения работ работы по вводу в эксплуатацию разделены на этапы и подэтапы:

О – подготовительные работы;
 А – предпусковые наладочные работы;
 В – физический пуск реактора;
 С – энергетический пуск и освоение проектной мощности.

Этап А включает следующие подэтапы:

А-1 – испытания и опробование оборудования и систем;

А-2 – испытания системы герметичных ограждений на прочность и герметичность;

А-3 – гидравлические испытания, промывка и обкатка ЯППУ (гидравлические испытания+промывка), (обкатка ЯППУ);

А-4 – ревизия оборудования РУ (подэтап А-4).

Этап В включает следующие подэтапы:

В-1 – загрузка топлива и подготовка к пуску реактора;

В-2 – пуск реактора и физические эксперименты.

Этап С включает следующие подэтапы:

С-1 – энергетический пуск и освоение мощности 50% от номинальной;

С-2 – освоение мощности 75% от номинальной;

С-3 – освоение номинальной мощности.

Пробная эксплуатация в соответствии с условиями Контракта имеет длительность 26 дней, в течении которых коэффициент готовности (Кт) должен быть не менее 80% и состоит из двух следующих стадий:

• пробная работа;

• эксплуатация с целью обучения.

Подготовка к вводу АЭС «Бушер» в эксплуатацию

На объем и продолжительность проведения пусконаладочных работ на АЭС «Бушер» оказали существенное влияние следующие отличия от референтного энергоблока (блок №4 Балаковской АЭС).

В связи с географическим положением АЭС, жарким и влажным климатом на АЭС «Бушер» предусмотрены беспрецедентно мощные холодильные станции. На одной из них, предназначеннной для подачи холодной воды на системы вентиляции и кондиционирования помещений с электротехническим оборудованием и оборудованием АСУ ТП, установлены 3 фреоновых холо-

дильных машины холодопроизводительностью 17,5 Мвт (электропривод компрессора 5,6Мвт/10кв). На второй холодильной станции, предназначеннной для снижения температуры морской воды, подаваемой на многочисленные промконтуры потребителей, в летний период с 38°C на 10°C (до 28°C) установлены 4 еще более мощные холодильные машины общей холодопроизводительностью 35 Мвт (электропривод компрессора 8,7Мвт/10кв).

В отличие от электрической схемы электроснабжения собственных нужд и главной схемы электрических соединений российских АЭС имеет свои особенности главная схема и схема собственных нужд АЭС «Бушер».

Главная схема электрических соединений АЭС «Бушер» состоит из закрытых распределительных устройств 230 кВ и 400 кВ с элегазовым оборудованием. Такое решение принято в связи с влиянием тропического климата и близостью Персидского залива.

Также имеет свою особенность выдача мощности от двух блочных трансформаторов: блок может работать на 50% мощности при одном отключенном блочном трансформаторе, для этого в электрической схеме 27 кВ предусмотрены два генераторных выключателя, которые могут отключать как номинальные токи, так и токи короткого замыкания. Оба блочных трансформатора имеют устройства регулирования напряжения под нагрузкой.

Для электроснабжения собственных нужд используются три уровня напряжения - 10 кВ; 0,66 кВ и 0,4 кВ. Все выключатели на напряжение 10 кВ - элегазовые.

Схема электроснабжения собственных нужд имеет четыре канала аварийного электроснабжения.

Состояние работ по вводу АЭС в эксплуатацию. Ключевые события при вводе в эксплуатацию блока №1 АЭС «Бушер»

На текущий момент выполнено:

- Подано напряжение на собственные нужды АЭС;
- Введена в работу химводоочистка;
- Осуществлен пролив технологических систем безопасности на разуплотненный реактор;
- Опробован общестанционный дизель-генератор на холостом ходу и под нагрузкой;
- Проведены гидроиспытания I контура на прочность на 250 кгс/см²;
- Проведены гидроиспытания парогенераторов и трубопроводов II контура на прочность на 110 кгс/см²;
- Выполнены испытания стальной защитной оболочки на прочность и плотность.

С 20.04.2010 ведутся работы по проведению этапа горячей обкатки блока.

Международное сотрудничество

Процессу завершения строительства и ввода в эксплуатацию I блока АЭС «Бушер» уделяется достаточно внимания со стороны международных организаций – МАГАТЭ, ВАНО.

По линии МАГАТЭ на площадке АЭС «Бушер» проведено 5 семинаров.

Московский центр ВАНО также провел 2 миссии технической поддержки.

В октябре 2008 г. в г.Шираз (Иран) прошел международный семинар по обмену опытом проектирования и строительства АЭС под патронажем эксплуатирующей организации (NPPD) Организации по атомной энергии Ирана.

РАЗВИТИЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ ЭНЕРГОБЛОКОВ РЕГИОНАЛЬНЫХ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ (АТЭЦ)

*Кузнецов Ю.Н.
ОАО «НИКИЭТ»*

Региональная энергетика – крупнейший и расширяющийся (рост до 56% к 2030г.) сектор «ЕЭС России», образованный региональными когенерационными станциями, объединенными в 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК) и производящими до 70% энергетической продукции единой энергетической системы – до 45% электроэнергии и до 95% тепла всех станций, ранее объединенных в РАО «ЕЭС России».

Связанная с данным сектором энергетики значительная угроза для стабильного обеспечения потребностей населения и экономики России – низкий технический уровень и чрезвычайно высокая изношенности региональной энергетической инфраструктуры вызвали повышенное внимание руководства страны (Президиум Госсовета РФ, Архангельск 2.07.2009). Поставлена задача кардинального повышения технического уровня региональных энергосистем на основе альтернативных органике инновационных, высокоэффективных когенерационных технологий и оборудования и на базе государственно-частного партнерства. При этом крайне важна скорейшая реализация проектов пионерных региональных когенерационных энергоисточников.

Атомные энергоисточники могут и должны сыграть решающую роль в решение этой государственно важной задачи.

Выход в сектор региональной энергетики может дать для отрасли кардинальное расширение сферы применения, существенное повышение экономической эффективности и самофинансирования сооружения атомных энергоисточников, увеличение их доли в базовой части графика нагрузок, масштабное вытеснение органического топлива.

Результаты анализа рынка

НИКИЭТ совместно с ведущими организациями отрасли, ИНЭИ РАН и ВНИПИЭНЕРГОПРОМ в рамках Отраслевой программы технико-экономических и маркетинговых исследований, проектных и конструкторских работ по направлению «Использование атомных энергоисточников для теплофикации (АТЭЦ)» проработал условия и конкретные варианты реализации последовательного внедрения атомных энергоисточников в сектор теплофикации. Выполнен технико-экономический анализ для городов Иваново, Ульяновск, Ярославль, Кургана, Архангельска, Вятки, Комсомольска-на-Амуре, Мурманска, Твери, Казани, Уфы, Ижевска, Хабаровска. Определены: характеристики существующих источников и систем централизованного теплоснабжения, уровни и структура тепловых нагрузок до 2020 г., показатели работы оборудования на ТЭЦ, сроки вывода из эксплуатации, технические решения и объемы капиталовложений для модернизации ТЭЦ; перспективные цены на органическое топливо и

электроэнергию на розничном рынке, экологические факторы, перспективность сооружения и коммерческая эффективность АТЭЦ при заданных на рассматриваемую перспективу исходных данных /1-3/.

Установлено, что до 2020 г. почти все ТЭЦ в рассмотренных городах отработают установленный ресурс, морально устареют и потребуют замены путем установки на них нового оборудования, или сооружения альтернативных источников производства тепловой энергии. Анализ позволил ранжировать рассмотренные ТЭЦ по уровню их физического и морального износа и сроку выбытия из работы. Отмечены тенденции существенного увеличения тарифов на электрическую и тепловую энергию, что определяется как ростом цен на все виды органического топлива, так и увеличением стоимости строительства тепловых электростанций на органическом топливе в связи с ужесточением требований к охране окружающей среды. Наряду с этим, прогнозируется снижение уровня инфляции и, соответственно, нормы дисконта. Наиболее вероятным на перспективу 2020-2030 гг. представляется снижение нормы дисконта до 5-6%.

Емкость рассмотренного рынка достаточна для сооружения более 34 атомных теплофикационных энергоблоков, например, с реакторной установкой ВК-300, имеющих установленную электрическую мощность 250 МВт(э), а в теплофикационном режиме 180 МВт(э) и мощность по выработке теплофикационного тепла 400 Гкал/ч. По совокупности технико-экономических и коммерческих показателей АТЭЦ эффективны во всех указанных городах (средняя окупаемость с учетом дисконта в среднем около 10 лет). В частности, при сооружении двухблочной АТЭЦ в Твери при прогнозируемом на 2020 г. тарифе на электроэнергию 1.45 руб/кВт·ч, на тепло 890 руб/Гкал и при норме дисконта 5% внутренняя норма доходности составит 19%, чистый дисконтированный доход будет равен 63 млрд. \$, срок окупаемости с учетом дисконта не превысит 10 лет.

Если в качестве альтернативного энергоисточника рассмотреть ТЭЦ на природном газе, то оценки показывают, что атомная ТЭЦ по показателям индекса доходности дисконтированных затрат (ИДДЗ) эффективнее ПГУ ТЭЦ на угле на 54-57% в 2020-2030 гг. для Центра и на 49-51% для Урала (при дисконте 5%).

Повышение экономической эффективности и самофинансирования сооружения атомных энергоисточников

В качестве альтернативного атомного инвестиционного проекта рассмотрен проект строительства Нижегородской АЭС-2006 в пересчете на один блок РУ ВВЭР-1150 представленный в инвестиционном замысле, выполненном ЦНИИАТОМИНФОРМ в 2008 году по заказу Росэнергоатома.

Результаты расчетов показывают, что строительство рассматриваемого энергоблока (№1 Нижегородской АЭС) значительно уступает по основным экономическим показателям строительству, в частности, Архангельской АТЭЦ (например, внутренняя норма доходности примерно в два-три раза меньше, соответственно, 13,4 % и 5,7 %). Отсюда следует, что для инвесторов выгоднее вкладывать деньги именно в проект Архангельской АТЭЦ.

Увеличение доли атомных энергоисточников в базовой части графика нагрузок

В Европейской части России базовая часть графика электронагрузок распределяется в настоящее время и в перспективе следующим образом: АЭС ~25%, ТЭЦ ~50% и КЭС ~25%. Расширение доли атомных энергоисточников возможно практически только за счет вхождения региональных атомных когенерационных энергоисточников (АТЭЦ) в сектор ТЭЦ за счет вытеснения ТЭЦ на органическом топливе. Вытеснение КЭС из базовой части графика нагрузок приведет к необходимости работы АЭС в маневренных режимах, что вызовет снижение КИУМ и ухудшение экономических показателей АЭС.

Масштабное вытеснение органического топлива

Атомная когенерационная станция, производя два вида энергопродукции – электроэнергию и тепло, вытесняет более чем на 50% большее количество органического топлива по сравнению с АЭС такой же электрической мощности. Для изученных регионов сооружение АТЭЦ позволит вытеснить до 30 млрд. м³ газа в год.

Для регионов сооружение АТЭЦ обеспечит

- сокращение энерго-топливозависимости региона
- вытеснение значительного количества органического топлива из топливного баланса региона
- сдерживание роста тарифов на тепло и электроэнергию
- кардинальное улучшение экологической обстановки
- привлечение значительных инвестиций

Требования к региональным когенерационным энергоблокам АТЭЦ

- Мощность не более 200-300 МВт(э). На первом этапе развития АТЭЦ в рамках Энергетической стратегии России целесообразно ориентироваться на мощности 250-300 МВт(э) с целью обеспечения приемлемых значений удельных капиталложений.
 - Повышенная практически гарантированная безопасность – размещение АТЭЦ в непосредственной близости крупных городов. Зона планирования защитных мероприятий не более 5 км.
 - Экономическая конкурентоспособность с современными ТЭЦ и АЭС
 - Наличие действующего прототипа
 - Экологическая чистота
 - Прозрачная, приемлемая для общественности доказательность соответствия названным требованиям.
- Удовлетворение этим требованиям делает необходимым разработку специализированных реакторных установок.

Иновационные подходы к разработке специализированных реакторных установок для энергоблоков АТЭЦ

- Технология водо-водяных реакторов – значительное усложнение конструкции и эксплуатации
 - интегральная компоновка реактора, IRIS USA, ОКБ Гидропресс
 - блочная компоновка реактора, исключение из рассмотрения аварии с разрывом максимальным

- сечением тракта циркуляции теплоносителя первого контура, ОКБМ
- Технология кипящих реакторов – максимальное упрощение реакторной установки и энергоблока, применением естественной циркуляции теплоносителя и полностью пассивных систем безопасности, GE, Siemens, Toshiba, НИКИЭТ, ОКБ Гидропресс
 - Технология быстрых реакторов с тяжелым теплоносителем, ОКБ Гидропресс, НИКИЭТ

Атомный теплофикационный энергоблок с реакторной установкой ВК-300

Атомный теплофикационный энергоблок с инновационным реактором нового поколения повышенной безопасности кипящего типа ВК-300, разработан АЭП и НИКИЭТ по заказу отрасли. Этот энергоблок – достаточно завершенная проектная разработка, базирующаяся на выполненных технических проектах реакторной и турбинной установок. Проект прошел необходимые экспертизы и широкое обсуждение на ряде научно-технических советов, включая НТС Минатома, и рекомендован к использованию для АТЭЦ.

В соответствии с решением Коллегии Минатома и включением ВК-300 в ФЦП «Энергоэффективная экономика», АЭП и НИКИЭТ разработали «Основные положения типового проекта АТЭЦ с РУ ВК-300», одобренные на расширенном НТС НИКИЭТ. Было отмечено, что технико-экономические показатели АТЭЦ с РУ ВК-300 следует считать вполне достоверными.

В дальнейшем были приняты решения на уровне заместителя Министра Минатома базировать разработку «Декларации о намерениях..» и Обоснования инвестиций в сооружение АТЭЦ в Архангельской области на теплофикационном энергоблоке с РУ ВК-300.

НТС 10 Минатома рассмотрел материалы Обоснования инвестиций в сооружение АТЭЦ с РУ ВК-300 в Архангельской области и в решении, утвержденном Министром Минатома, признал вполне обоснованными проектные технико-экономические и финансовые показатели АТЭЦ с РУ ВК-300 и реализуемость проекта сооружения АТЭЦ с РУ ВК-300 в Архангельской области.

Высокая техническая безопасность реакторной установки и размещение её и турбинной установки под единой вторичной защитной оболочкой, обеспечивающей защиту от внешних воздействий, позволяют локализовать все последствия нарушений эксплуатации и аварийных ситуаций в пределах площадки АТЭЦ, обеспечить высокий уровень радиационной безопасности для населения и окружающей среды, а также разместить АТЭЦ в непосредственной близости от населенных пунктов. Размер зоны планирования защитных мероприятий не превышает 3 км.

Предельная простота конструкции и пассивность работы реактора ВК-300, его систем и основного оборудования энергоблока, базирование на отработанном оборудовании ВВЭР-1000 и более, чем 40-летнем опыте эксплуатации прототипного реактора ВК-50, а также на опыте разработки и эксплуатации около двухсот кипящих энергетических реакторов в мире обусловили высокую промышленную готовность и относительно небольшой объем и стоимость НИОКР в обоснование проектно-конструкторских решений по РУ ВК-300 и теплофикационному энергоблоку.

Ведущие организации отрасли – НИКИЭТ и ОКБ ГП, создавшие все отечественные энергетические лег-

ководные реакторы, и авторитетная проектная организация СПб АЭП в совместном документе выразили готовность разработать проект Архангельской АТЭЦ в течение двух лет.

Предложения по программе сооружения АТЭЦ

Результаты выполненных работ позволяют сформулировать предложения к программе развития АТЭЦ. В ближнесрочной перспективе по совокупности различных факторов и, в частности, инвестиционной привлекательности, может быть предложено сооружение АТЭЦ в Архангельске, Казани (по четыре блока), Воронеже, Перми, Твери, Ульяновске (по два блока). К настоящему времени поступили обращения глав Администраций Архангельска, Твери, Ульяновска, Перми к руководству отрасли по вопросу сооружения региональных АТЭЦ. Должны быть выполнены разработки инвестиционных замыслов, деклараций о намерениях, обоснования инвестиций и проектов строительства АТЭЦ в этих регионах.

Анализ позволяет прогнозировать целесообразность сооружения на последующем этапе ещё около 27 энергоблоков АТЭЦ рассмотренной мощности с суммарным вытеснением органического топлива до 53 млрд.м³ газа в год.

Архангельская АТЭЦ – головной объект

Директивные документы руководства страны и, в частности, поручения и рекомендации расширенного заседания Президиума Госсовета РФ по вопросу энергоэффективности и энергосбережения российской экономики (г.Архангельск, 02.07.2009), подчеркивают крайнюю важность создания пионерных объектов региональной энергетики на основе когенерации на базе новых технологий и на основе государственно-частного партнерства.

Архангельская атомная региональная когенерационная станция, создаваемая на основе государственно-частного партнерства, полностью соответствует этим директивным документам.

30 ноября 2001 года была подписана Министром Российской Федерации по атомной энергии и Главой администрации Архангельской области «Декларации о намерениях по проектированию, сооружению и вводу в эксплуатацию атомной станции по производству тепловой и электрической энергии (АТЭЦ) в Архангельской области.

«Декларация...» предусматривает размещение крупной четырехблочной АТЭЦ на базе специализированной инновационной реакторной установки ВК-300, на севере Архангельской области для надежного снабжения на долгую перспективу тепловой и электрической энергией архангелогородской промышленно-жилищной агломерации, в состав которой входят города Архангельск, Северодвинск и Новодвинск, и сосредоточены крупные промышленные предприятия с энергоемкими производствами, включая предприятия ВПК.

К настоящему времени завершена корректировка и представлены на утверждение заказчику-частному инвестору предпроектных материалов (Обоснование инвестиций, Выбор пункта размещения, Оценка воздействия на окружающую среду, Основные технологические и строительные решения на базе РУ ВК-300).

Определены основные технико-экономические и коммерческие характеристики станции:

- Установленная мощность $N(\text{э}) = 4 \times 250 \text{ МВт}$, $Q = 4 \times 400 \text{ Гкал/ч}$;
- Годовая отпуск электроэнергии - 6000 млн. кВтч/год;
- Годовой отпуск тепла - 7500 тыс. Гкал/год;
- Проектный срок службы 60 лет;
- Сметная стоимость промсторительства четырех блоков без НДС - 74,701 млрд. руб, в ценах 01.01.2009;
- Затраты во внеплощадочные инфраструктурные объекты - 12,5 млрд. руб.
- Себестоимость электроэнергии — 0,475 руб./кВтч ;
- Себестоимость тепловой энергии — 162 руб./Гкал;
- Срок сооружения станции 7 лет;
- Срок окупаемости от начала эксплуатации первого блока — 6-7 лет;
- Проектная готовность и готовность промышленности — до 80%.

Объект включен в Стратегию развития Архангельской области на период до 2030 года как безальтернативный.

Во исполнение Поручения Правительства РФ от 25.09.2009 № П7-36473 создание пилотной атомной региональной когенерационной станции в Архангельской области поддержано руководством «Росатома» (Кириенко С.В., Локшин А.М.).

Минрегионом РФ и Минэнерго РФ предложено принятие Правительственного решения об одобрении сооружения на территории Архангельской области головной атомной теплоэлектроцентрали с привлечением частных инвестиций и внесения объекта в Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года.

Сосредоточение усилий на сооружение пилотной Архангельской АТЭЦ поддержано Парламентской межведомственной рабочей группой, совещанием ответственных специалистов Госкорпорации «Росатом», Межотраслевой научно-технической конференцией «Региональная атомная энергетика» (г.Нижний Новгород, 17-18 ноября 2009 г.), Палатой старейшин отрасли.

Готовится к подписанию Генеральное соглашение Администрация Архангельской области — Госкорпорация «Росатом» - Генеральный инвестор по созданию пилотной Архангельской АТЭЦ (депутатское обращение)

Начата разработка проекта Архангельской АТЭЦ за счет средств частного инвестора.

Проводится процедура подготовки и выпуска Распоряжения Правительства РФ о сооружении на территории Архангельской области головной атомной теплоэлектроцентрали с привлечением частных инвестиций и внесения объекта в Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года. (депутатское обращение и обращение Минрегиона в Правительство).

Администрация Архангельской области предпринимает усилия по включению сооружения пилотной когенерационной атомной станции в Государственную Программу повышения энергетической эффективности на период до 2020 года.

Разрабатывается комплексная программа инвестирования и организации управления созданием Архангельской АТЭЦ.

Проводится подготовка материалов к проведению в Государственной Думе в третьем квартале «Круглого стола» и в четвертом квартале 2010 года Парламентских слушаний по вопросу «Создание головной региональной теплоэлектроцентрали в Архангельской области на

основе государственно-частного партнерства, как важнейшей государственной задачи»

Строительство головной и пионерной по техническим параметрам Архангельской АТЭЦ в полной мере соответствует государственному курсу в посткризисной экономике на энергоеффективность и энергосбережение при резком снижении технических рисков, связанных с изношенностью оборудования.

Список литературы

1. Кузнецов Ю.Н., Хрилев Л.С., Браилов В.П. Технико-экономические основы и направления развития атомной теплофикации// Теплоэнергетика. 2008. №11.С.14-25.
2. Кузнецов Ю.Н., Хрилев Л.С., Браилов В.П., Смирнов И.А. Определение основных технических решений и эффективности развития атомной теплофикации//Известия РАН. Энергетика.2009.№3.С.3-26.
3. Габараев Б.А., Кузнецов Ю.Н.. Роменков А.А. Атомная теплофикация — перспективы и решения//Атомная энергия.Т.103.Вып.1.2007.С.36-40.

ОТ БЫСТРОГО БРИДЕРА К БЫСТРОМУ РЕАКТОРУ ЕСТЕСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Орлов В.В., Филин А.И.

ОАО «НИКИИТ»

Легуенко С.К.

Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Рознегроатом»

Цепная реакция деления, осуществленная Э. Ферми и его коллегами в 1942 г, открыла дорогу военному, а затем и мирному использованию ядерной энергии, базирующемуся в основном на технологии тепловых реакторов (ТР) - легководных, графитовых и тяжеловодных, в которых полезно используется менее 1% природного урана (потому лишь из богатых руд), и которая таким образом не может заметно повлиять на растущие мировые расходы обычных топлив и выбросы продуктов горения. В начальный период развития ядерной энергетики не было и острой нужды в этом источнике энергии, «отягченном огромной радиоактивностью и производящем ядерную взрывчатку, которая может попасть и не в те руки» согласно высказыванию Э. Ферми.

В то же время еще в период работы над ядерным оружием физики увидели (Э. Ферми в 1944 г и А. И. Лейпунский в 1949 г) огромные возможности, открываемые ядерным бридингом, по обеспечению человечества неисчерпаемыми ресурсами ядерного топлива, что побудило их взяться за работу по мирной ядерной энергетике. Именно эти возможности оправдывали усилия и риски, на которые должно было пойти общество, взявши ся за освоение практически неограниченного, но и потенциально опасного нового источника энергии.

Действительно, быстрые реакторы (БР) уже при коэффициенте воспроизводства (КВ), равном единице, используют весь уран, так что годятся и бедные руды (даже если добыча их в сотни раз дороже). В случае гарантированного решения проблем безопасности БР обещали эру дешевого электричества на дешевом неисчерпаемом топливе (сначала на уране, а затем и тории) и недорогих АЭС.

Пускать первые БР было можно на плутонии из ТР, потребляющих много урана и дающих мало плутония, или на обогащенном уране, однако в апреле 1944 года обогатительный завод в ОК Ридже еще не работал, а ТР был уже пущен. Э. Ферми.

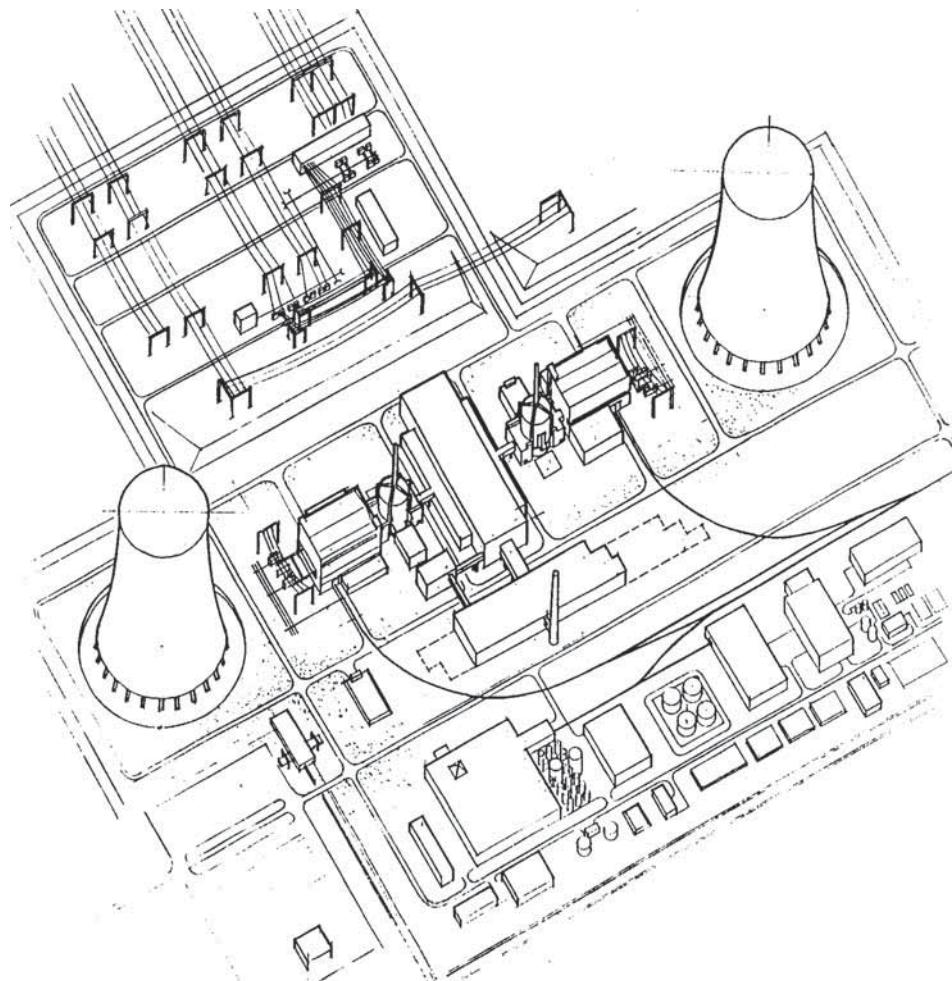
Думая обойтись в энергетике без энергоемкого изотопного разделения урана, он принял вариант запуска БР на плутонии из ТР, работавшего на природном уране, несмотря на то, что расход такого урана (и работы разделения) на 1 кг U-235 в 5-10 раз меньше, чем на 1 кг Pu-239 из ТР. Далее БР должны были «размножаться» сами с высоким темпом $\omega \sim (KB-1) \cdot P$, где P – энергонапряженность топлива.

Следуя идеи Ферми, Арагонская национальная лаборатория разработала «БР-размножитель» с высоким $KB \gg 1$, с урановым бланкетом и высокой энергонапряженностью топлива, охлаждаемого легким теплопроводным натриевым теплоносителем, в 1951 году на первом опытном реакторе этого типа EBR-1, охлаждаемого эвтектикой Na-K, впервые в мире началась выработка электроэнергии для собственных нужд установки (~ 200 КВт). Вслед за США разработку «БР-размножителей» начали осуществлять и в СССР под руководством А. И. Лейпунского, рассматривавшего в качестве теплоносителя, помимо Na, газовые теплоносители и тяжелый жидкотекущий теплоноситель – эвтектику Pb-Bi (для АПЛ), а в качестве топлива – термостойкие керамики, сначала оксидные, а затем карбидные и нитридные. Было освоено применение нержавеющих

сталей аустенитного класса для изготовления оболочек твэлов и основного натриевого оборудования, отработаны вопросы технологии натриевого теплоносителя в условиях реальных натриевых систем и оборудования. На базе успешного опыта эксплуатации опытных реакторных установок с натриевым теплоносителем БР-5 и БОР-60 были сооружены опытно-промышленные АЭС с реакторами на быстрых нейтронах БН-350 (в 1973 г) и БН-600 (в 1980 г), ставшие первыми успешными в технологическом плане АЭС-БР, из них АЭС с реактором БН-600 на сегодня единственная в мире промышленная АЭС этого типа, находящаяся в эксплуатации.

В то же время полученный опыт сооружения и эксплуатации этих АЭС наглядно продемонстрировал их высокую стоимость, препятствующую внедрению этой энерготехнологии в базовую структуру крупномасштабной ядерной энергетики. Не пошли АЭС-БР также ни в США (после ряда неудач), ни, вслед за ними, во Франции и Англии. В 70-е годы значительно подорожали АЭС-ТР (как следствие ужесточения требований безопасности), и их строительство остановлено в США, а после Чернобыля и в России и Европе.

Таким образом, попытка «с ходу» вслед за оружием построить ядерную энергетику на БР не удалась, столкнувшись с проблемами безопасности (аварии на АЭС, отходы, распространение) и экономики – при их решении техническими и политическими паллиативами. Сменявшие ушедших учителей-физиков инженеры, выросшие на реакторах 40-х-50-х годов, продолжили



Общий вид АЭС с РУ «БРЕСТ-1200»

их совершенствование. Но для прогноза развития в 21 веке крупномасштабной ядерной энергетики паллиативы неубедительны ни по топливу, ни по безопасности и связанной с ней экономике, и ядерная энергетика рискует остаться неудачным эпизодом истории.

Чтобы решить встающие перед миром проблемы топлива и энергии, нужно вернуться к научному замыслу развития крупномасштабной ядерной энергетики на БР, понять причины неудачи, исправить ошибки и – самое трудное – преодолеть инерцию сложившихся стереотипов и «цеховых» интересов.

В 70-е А. Вейнберг предсказал 30-тилетний «мораторий» на строительство АЭС в США, а в 80-е призвал к созданию недорогих АЭС на принципах *inherent safety*. Дело же свелось к «пассивным» средствам защиты традиционных АЭС, но мы увидели причину этой неудачи в самой концепции «БР-размножитель», и НИКИЭТ начал разработку БР естественной (*inherent*) безопасности БРЕСТ, вовлекая в нее при поддержке Минатома другие научные и проектные институты.

В начале 2000-х были выпущены проект опытного прототипа БРЕСТ-300 и концепция коммерческой АЭС БРЕСТ 2×1200 МВт с программой НИОКР в их обоснование, свернутой при смене руководства Минатома вместе с работой, одобренной правительством Стратегии развития ядерной энергетики.

За потерянные для БРЕСТ годы ни ИНПРО (Россия, МАГАТЭ), ни G(4)IF и GNEP (США) так и не выбрали концепцию БР, решающего сумму проблем большой ядерной энергетики, и чтобы «ренессанс» ТР не завел ее в новые тупики, принятая новая федеральная целевая программа (ФЦП) по БР, включающая традиционный БН и БРЕСТ.

В отсутствие «консенсуса» Росатом не решился подтвердить принятую ранее Стратегию, а без научной постановки задачи ФЦП расплывчата и неполна (при явной избыточности), и выбор приоритетов придется делать в ходе ее выполнения.

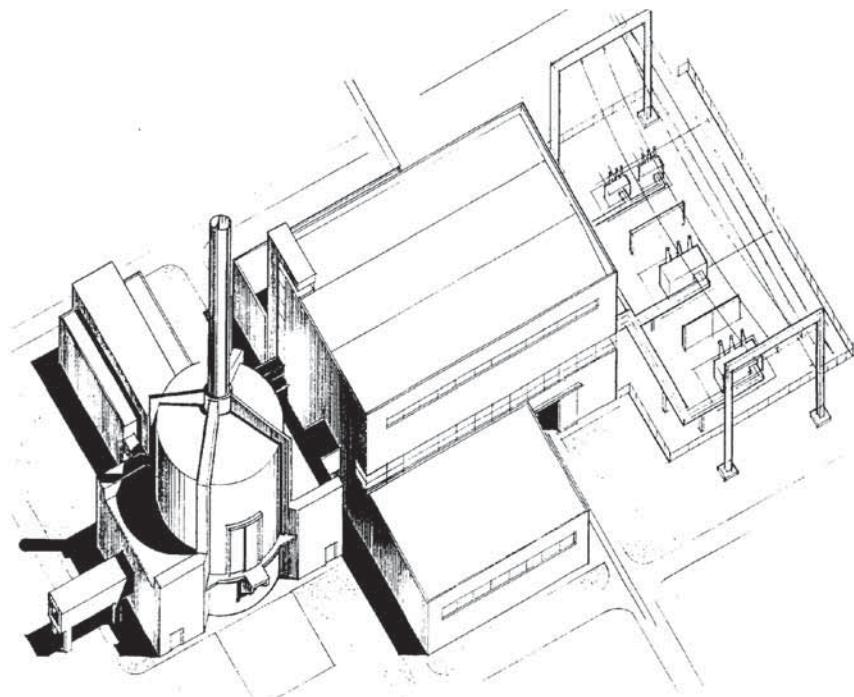
Доверяя теории (а не большинству голосов), первые реакторы и ядерное оружие были созданы за несколько лет. Обладая теперь несравненно большими знаниями, опытом и на их основе новой постановкой задачи, лидирующая с 70-х годов в БР Россия более других стран готова к демонстрации за десяток лет нового БР и ЗТЦ, а затем и недорогой головной АЭС, где избыток нейтронов (главный физический ресурс БР) и выбор технических средств вместо высокого бридинга направлены на решение суммы проблем топлива и безопасности комплексом: крупная АЭС-БР-ЗТЦ.

При запуске БР умеренной энергонапряженности с $K_{Bf} \approx 1$ на обогащенном уране и на накопленном ТР плутонии, в рамках ресурсов дешевого урана может быть развита крупномасштабная ядерная энергетика, не имеющая далее ограничений по урановому топливу. Снабжение в будущем БР ториевым бланкетом обеспечит лучшим для них топливом – U-233 и ТР, выгодные для локальных нужд и крупного транспорта.

БР с топливом равновесного состава X-10% Pu-239, Pu-241; X=2% Pu-240; < 2% минорные актиниды (Np, Am, Cm) при оптимальном выгорании Z (% FPs) ~ X с малым изменением состава, мощности сборок и реактивности ($\Delta K < \beta \text{эф}$) исключает:

- тяжелые аварии разгона при любых отказах и ошибках управления реактором;
- производство «ядерной взрывчатки», т.к. переработка ОЯТ сводится только к его очистке от осколков деления (FPs) и добавлению U-238 в рефабрицируемое топливо, без химического разделения U и Pu и изотопного разделения по U;
- нарушение природного уровня радиоактивности при захоронении РАО, т.к. минорные актиниды и Pu в БР не накапливаются, а приходят в равновесие, и их потери в отходы малы.

Кроме того, равновесный режим работы активной зоны БР позволяет осуществлять и «непрерывную» пе-

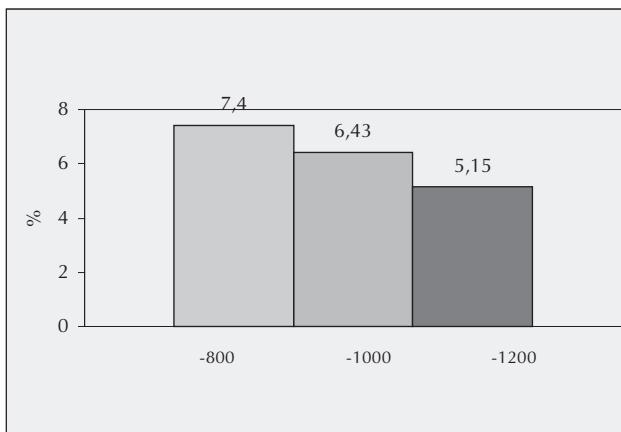


Главный корпус. Общий вид

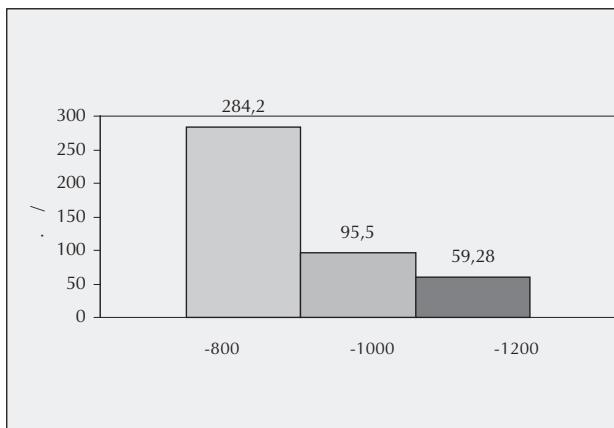
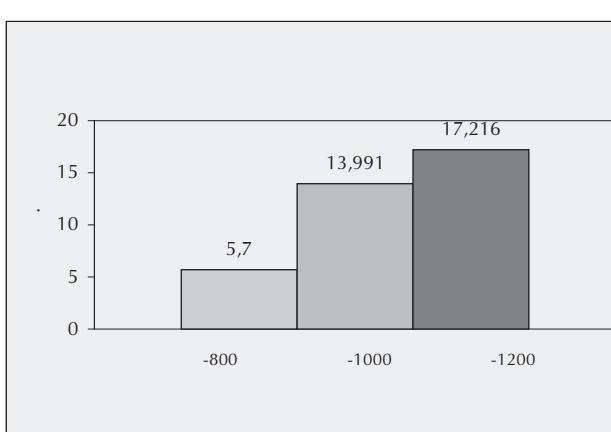
регрузку тепловыделяющих сборок без останова реактора. Его преимущество сохраняется и при запуске БР на обогащенном до 13% уране (при фабрикации первых загрузок и выделении для них Ru из ОЯТ ТР на заводах ядерных стран).

Уже в 60-е годы прошлого века были понятны преимущества для БР в замкнутом топливном цикле плотного теплопроводного керамического топлива и «сухой» переработки ОЯТ при АЭС, а также тяжелого жидкотекучего теплоносителя по сравнению с натриевым

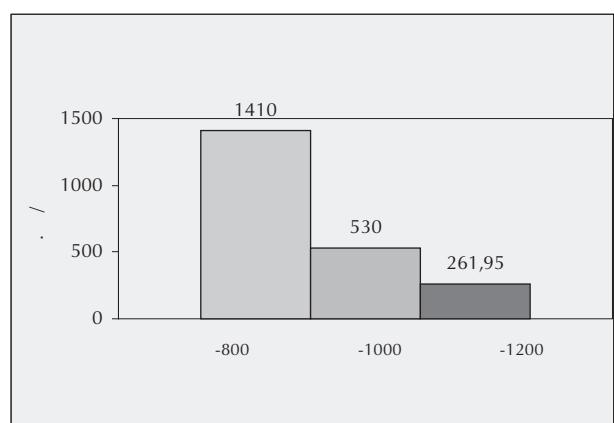
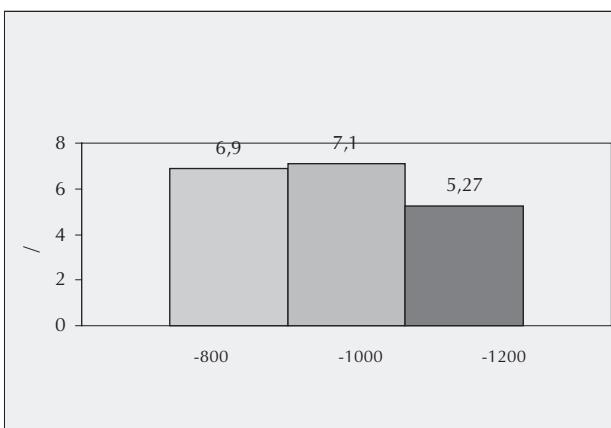
теплоносителем. Так, уже на экспериментальном реакторе БР-5в Физико-энергетическом институте (г. Обнинск) PuO_2 был заменен UC, а затем и UN. В НИИАР (в России) и США (в Айдахо) начаты опыты по «сухой» переработке ОЯТ, а с 50х годов в СССР накоплен обширный практический опыт по использованию тяжелого жидкотекучего теплоносителя, эвтектики Pb-Bi в качестве теплоносителя в реакторах специальных судовых установок.



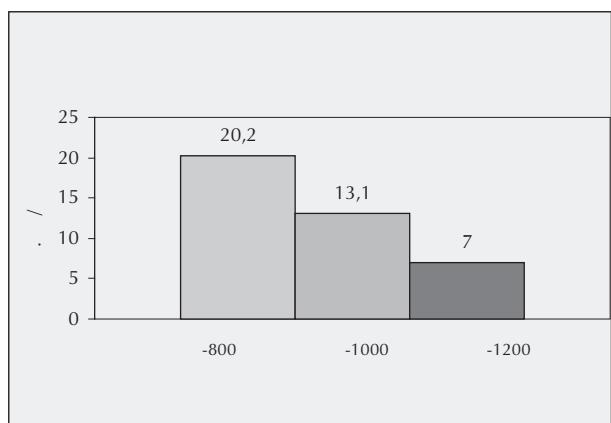
Сравнительные потребительские показатели АЭС



Строительно-монтажные характеристики главных корпусов АЭС



Объемно-планировочные характеристики главных корпусов АЭС



Все это не получило применения в технологии энергетических БР, т.к. они больше не строились, но осмыслено и изучено достаточно для перехода к технической разработке новых БР, решающих проблемы топлива и безопасности за счет:

- КВ ≤ 1 в активной зоне без уранового бланкета при свободной решетке твэлов;
- больших запасов до предельных температур топлива и теплоносителя;
- многократного снижения времени выдержки ОЯТ, расходов обогащенного урана и плутония на запуск БР, дальнего транспорта радиоактивных и делящихся материалов;
- замены Na на химически инертный, низкорадиоактивный и высококипящий Pb в качестве теплоносителя, что обеспечивает реализацию в полном объеме возможностей быстрых реакторов в детерминистическом исключении наиболее опасных аварий и в достижении естественной безопасности и экономичности.

Учитывая большую долю энергопроизводства в общих производительных усилиях людей, отмеченный здесь экономический критерий всегда будет играть решающую роль в выборе способов крупномасштабного производства энергии. Никакое качество, включая безопасность и экологию, не может здесь покупаться «любой ценой». Разработка и демонстрация БР в замкнутом топливном цикле с радиационно эквивалентным захоронением РАО, решающего сумму проблем крупномасштабной ядерной энергетики – топливо, безопасность и экономика – отвечает интересам и экономики и престижа страны.

Видя эти преимущества и перспективу независимого энергетического развития, страны, особенно развивающиеся, в т.ч. крупные, вероятно, примут такой вариант развития ядерной энергетики.

Это создаст, наконец, условия для заключения в 21 веке международного договора о «Всеобщем и полном запрещении и ликвидации ядерного оружия». Тогда мировое сообщество будет вправе и в силах пресечь любыми средствами попытки злонамеренных стран и групп нелегально обогащать U или перерабатывать ОЯТ «на стороне» для оружия.

В рамках действованных в настоящее время энерготехнологий перспектива развития в мире крупномасштабной ядерной энергетики с циркуляцией тысяч тонн Ru и ^{54}U и возможностью выделения их неконтролируемо малых количеств, нужных для оружия, делает такой договор малоэффективным.

Достижимость уровня естественной безопасности со снижением и стоимости АЭС теоретически ясна, но требует НИОКР по отработке деталей и затем демонстрации на прототипе. Пока она подтверждена расчетными, конструкторскими и проектными исследованиями. Приведенные ниже результаты экономического анализа иллюстрируют вероятный масштаб экономических преимуществ новых БР в ЗТЦ.

К ВОПРОСУ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОГО ТЕПЛА АЭС В СИСТЕМАХ ДАЛЬНЕГО КРУПНОМАСШТАБНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК БОЛЬШОЙ ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ С ДИОКСИДОМ УГЛЕРОДА В КАЧЕСТВЕ РАБОЧЕГО ТЕЛА

Легуенко С.К.

Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Проценко В.П.

ГОУВПО «Московский государственный открытый университет»

Калнин И.М.

ГОУВПО «Московский государственный университет инженерной экологии»

Пустовалов С.Б.

ПК «Научно-производственная фирма «ЭКИП»

Удорожание органического топлива, связанное с исчерпанием разведанных месторождений и сложностью его добычи, а также негативная нагрузка на окружающую среду при его сжигании на тепловых электростанциях, настоятельно требуют увеличения доли атомной энергетики в энергобалансе России.

Помимо традиционного назначения АЭС – обеспечения крупномасштабного производства электроэнергии, в полный рост встает вопрос о привлечении атомных энергоисточников для несения крупномасштабных нагрузок теплоснабжения, на которые в России расходуется до 40% органического топлива.

В качестве альтернативы традиционной технологии паротурбинной теплофикации, в рамках сложившегося в России централизованного теплоснабжения, предлагается использование технологии атомно-теплонасосной теплоснабжения (АТТ). АТТ создается в составе действующих и вновь сооружаемых конденсационных АЭС на базе мощных теплонасосных установок (ТНУ) единичной мощностью 100-200 МВт(т), использующих диоксид углерода в качестве рабочего тела.

Данные ТНУ позволяют утилизировать сбросное низкопотенциальное тепло энергоблоков АЭС и трансформировать его в тепловую энергию теплофикационных параметров для последующей передачи по магистральным теплопроводам к теплопотребителям удаленных от АЭС районов. Необходимо отметить, что ТНУ могут оснащаться как электроприводом, так и газотурбинным приводом, применение которого не требует ввода замещающих мощностей в региональной энергосистеме.

В подтверждение огромного энергосберегающего потенциала предлагаемой технологии следует указать, что на действующих в настоящее время энергоблоках АЭС России системами охлаждения технической воды сбрасывается в окружающую среду через градирни и водоемы-охладители не менее 270 млн. Гкал в год, что эквивалентно теплосодержанию 40 млн. т.у.т.

Результаты проведенных расчетов показали, что при полной утилизации сбросного тепла одного энергоблока проекта АЭС-2006, с использованием предлагаемой

технологии теплоснабжения, отпуск тепла теплофикационных параметров (температура прямой сетевой воды 100°C) составит 2500 МВт(т), для вариантов ТНУ с электрическим приводом и около 3200 МВт(т) для варианта ТНУ с газотурбинным приводом, что практически недостижимо при использовании технологий паротурбинной теплофикации на АТЭЦ или ТЭЦ.

Возможность реализации предлагаемой концепции двухцелевого использования конденсационных АЭС в качестве АТГ, как в теоретическом, так и в практическом плане не вызывают сомнений, т.к. все структурные элементы данной технологии, включающие атомный энергоисточник, теплонасосные установки и магистральные теплопроводы большой протяженности (до 100 км и более), имеют реальные прототипы, а целесообразность ее реализации подтверждается расчетами, результаты которых приведены ниже.

В таблице 1 приведено сравнение затрат условного топлива на выработку 1 Гкал тепла в котельной (КПД котельной принят равным 0,75), на ТЭЦ (удельный расход условного топлива на выработку тепла принят равным 168 кг/Гкал - среднее значение по Мосэнерго) и при теплонасосном теплоснабжении (при различных значениях коэффициента преобразования электроэнергии привода компрессоров тепловых насосов в тепло μ и при различных коэффициентах полезного действия электростанций η_s , производящих электроэнергию для их привода). При этом предполагается, что привод компрессора теплового насоса осуществляется электродвигателем с $\eta_{el} = 0.95$.

Сравнение затрат условного топлива ($Q_p=29,3$ МДж/кг) на выработку 1 Гкал тепловой энергии для коммунальных теплопотребителей, (кг/Гкал)

Таблица 1

Котель- ная	ТЭЦ	КПД эл.ст., η_s	Теплонасосная установка				
			$\mu=2$	$\mu=3$	$\mu=4$	$\mu=5$	$\mu=6$
190	168	0,3	238,4	158,9	119,2	95,4	79,5
		0,4	178,8	119,2	89,4	71,5	60,0
		0,5	143,0	95,4	71,5	57,2	47,7
		0,6	119,2	79,5	59,6	47,7	39,7

Из данных таблицы 1 видно, что при $\mu>3$ теплонасосная технология теплоснабжения термодинамически более эффективна даже при низкой эффективности производства электроэнергии ($\eta_s = 0,3$), а при $\eta_s > 0,3$ ее преимущество становится неоспоримым.

Не менее актуальны и экологические аспекты использования тепловых насосов для теплоснабжения. При использовании ТНУ для теплофикации возможность загрязнения окружающей среды обусловлена только выбросами, связанными с производством электроэнергии, обеспечивающей работу ТНУ. Если источник электроэнергии экологически чист, а это в первую очередь АЭС и ГЭС, то производство тепла с помощью ТНУ является практически абсолютно чистым. Если же электроэнергия для ТНУ производится на тепловых электростанциях, то объем вредных выбросов при использовании теплонасосной технологии зависит от коэффициента преобразования (μ). В таблице 2 приведены данные по вредным выбросам от различных источников тепла одинаковой мощности 1 Гкал/ч.

Сравнение величины вредных выбросов от различных источников тепла одинаковой мощности, (т/год)

Таблица 2

Вредные выбросы	Котельная		Тепловой насос	
	на угле	на мазуте	$\mu=3,6$	$\mu=7,9$
SO _x	38,38	47,33	10,66	4,86
NO _x	13,43	15,35	3,73	1,70
Твердые частицы золы	8,96	4,48	2,49	1,13
Фторсод.соединения	0,32	0,026	0,09	0,04
Всего	61,09	67,19	16,97	7,73

Следует указать на еще одно немаловажное преимущество тепловых насосов – способность играть роль оперативных мощностей со значительно более высокой маневренностью, чем обычные блоки. Действительно, невысокие температуры рабочих тел (до 100°C) по сравнению с паротурбинными энергостанциями, обуславливают отсутствие массивных, длительно прогреваемых деталей. Поэтому пуск и останов ТНУ может быть произведен за малое оперативное время (до минуты для самых крупных машин), что может быть использовано для облегчения прохождения утреннего наброса нагрузки. Создание крупных (100 и более МВт) ТНУ позволит устранить необходимость в отключении на ночь мощных блоков АЭС и КЭС.

Сложившиеся еще на заре теплофикации требования к температурным режимам сетевой воды в системах централизованного теплоснабжения от ТЭЦ и районных котельных (температура прямой сетевой воды в интервале 130–150°C и обратной сетевой воды 70–90°C), как следствие климатических условий России, и в большей мере низкого качества теплоизоляции зданий и магистральных теплопроводов, а также отопительных приборов того времени по существу исключили, в отличие от стран Запада, возможность широкого внедрения теплонасосной теплофикации с использованием традиционных теплонасосных установок, работающих на фреоне по обратному числу Ренкина. Причиной этому является низкое значение коэффициента преобразования энергии μ (не более 2..2,5) у этих теплонасосных установок в указанном диапазоне температур и сложность нагрева прямой сетевой воды в них до температуры выше 80°C.

В то же время комплекс мероприятий по теплосбережению, реализованный в области современного градостроения и коммунального хозяйства страны, на фоне глобального потепления климата позволяет ставить вопрос о пересмотре нормативных требований к температурному графику прямой и обратной сетевой воды в системах централизованного теплоснабжения, вплоть до уровня, обеспечиваемого мощными теплонасосными установками на диоксиде углерода (CO₂).

Применению CO₂ в качестве рабочего вещества тепловых насосов в настоящее время уделяется большое внимание как у нас в стране, так и за рубежом. Основной стимул – абсолютная безопасность этого природного вещества. Диоксид углерода не горюч, не ядовит, не разрушает озонный слой, имеет самый низкий среди применяемых рабочих тел потенциал глобального по-

тепления. Кроме того, он доступен в огромных количествах и дешев. Исследовательские и конструкторские работы по этой технологии перешли в стадию практического применения. Установлено, что при правильном

использовании уникальных теплофизических свойств CO_2 можно достигнуть большого экономического эффекта по сравнению с традиционными рабочими веществами, особенно в тепловых насосах.

Сравнение свойств рабочих веществ

Таблица 3

Параметр	Рабочее вещество			
	R744	R134a	R142b	R718
Химическая формула	CO_2	$\text{C}_2\text{H}_2\text{F}_4$	$\text{C}_3\text{H}_3\text{ClF}_2$	H_2O
Потенциал разрушения озонового слоя ODP (относительно R11)	0	0	0,1	0
Потенциал глобального потепления GWP (относительно R744)	1	1300	630	<1
Молекулярная масса μ , кг/кмоль	44,1	102,03	100,5	18,02
Критическое давление p_{kp} , МПа	7,38	4,06	4,12	22,1
Критическая температура t_{kp} , °C	31,1	101,1	137,2	374,2
Нормальная температура кипения t_s , °C (сублимация)	-78,4	-26,1	-9,8	+100
Удельная массовая теплопроизводительность q_k , кДж/кг	162,9	180,7	215,2	3246
Плотность насыщенного пара при p_o , ρ^o , кг/м³	114,0	17,14	8,00	0,00679

В числе их в первую очередь следует отметить весьма низкую температуру кипения (сублимации) при атмосферном давлении (-78,5°C), что с одной стороны вызывает необходимость высоких давлений в термодинамическом цикле и является определенным недостатком, а с другой стороны малая величина отношения давлений до и после компрессора создает благоприятные условия для осуществления высокоэффективных процессов сжатия рабочего тела особенно для центробежных компрессоров, для которых требуется лишь одна ступень сжатия. Другой особенностью CO_2 является высокая плотность газа. Если массовый расход CO_2 (кг/с) лишь незначительно меньше по сравнению с фреонами, то объемный расход ($\text{m}^3/\text{с}$) ниже на порядок. Для компрессоров это означает низкую объемную производительность, а следовательно малые габариты и массу и возможность создания теплового насоса большой тепловой

мощности (не менее 100 МВт) на базе турбокомпрессоров. В теплообменных аппаратах благодаря этому может быть достигнута высокая массовая скорость при умеренной скорости потока, что позволяет повысить эффективность теплообмена, снизить габариты и массу теплообменных аппаратов.

В рамках изучения влияния параметров прямой и обратной сетевой воды на эффективность теплонасосных установок на диоксиде углерода были проведены соответствующие расчеты, результаты которых представлены на Рис.1 и Рис.2.

Обобщенная принципиальная технологическая схема теплонасосной установки с тепловым насосом большой единичной мощности на диоксиде углерода и реализуемый термодинамический цикл на закритических параметрах диоксида углерода в T-S координатах представлен на рисунке 3 (а, б).



Рис. 1. Зависимость коэффициента трансформации ТНУ от температуры нагреваемой воды на выходе при следующих параметрах: $t_o = 15^\circ\text{C}$; 1 – $t_{w1} = 5^\circ\text{C}$; 2 – $t_{w1} = 10^\circ\text{C}$; 3 – $t_{w1} = 15^\circ\text{C}$; 4 – $t_{w1} = 20^\circ\text{C}$.



Рис. 2. Сравнение коэффициентов трансформации ЭТНУ и ГТНУ при $t_o = 15^\circ\text{C}$; (1, 2, 3 – ЭТНУ при $t_{w1} = 5^\circ\text{C}$; 10°C ; 15°C ; 4, 5, 6 – ГТНУ при $t_{w1} = 5^\circ\text{C}$; 10°C ; 15°C).

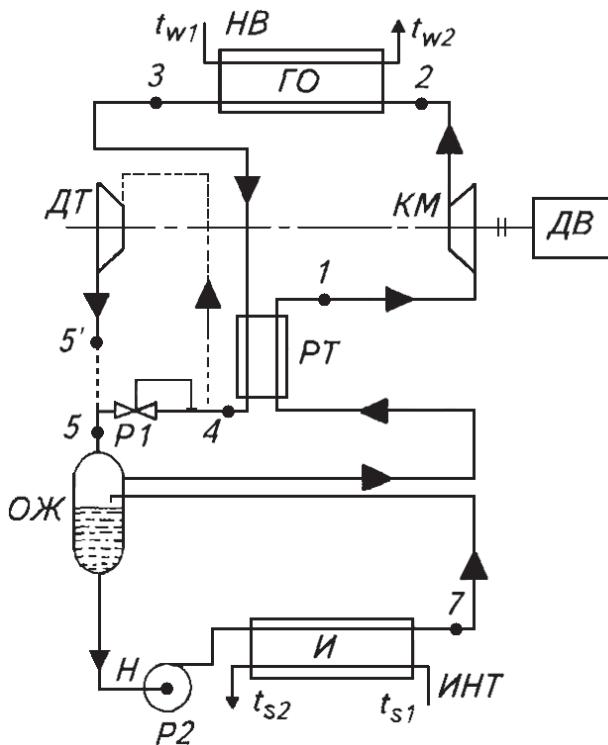


Рис. 3а. Обобщенная принципиальная схема теплового насоса R744: КМ – компрессор; ДВ – приводной двигатель; ДТ – детандер; ГО – газоохладитель; РТ – регенеративный теплообменник; И – испаритель; ОЖ – отделитель жидкости; Н – циркуляционный насос жидкого R744; Р1 – дросель-регулятор высокого давления («до себя»); Р2 – регулятор подачи жидкого R744 в испаритель; ИНТ – источник низкотемпературной теплоты; НВ – нагреваемая вода.

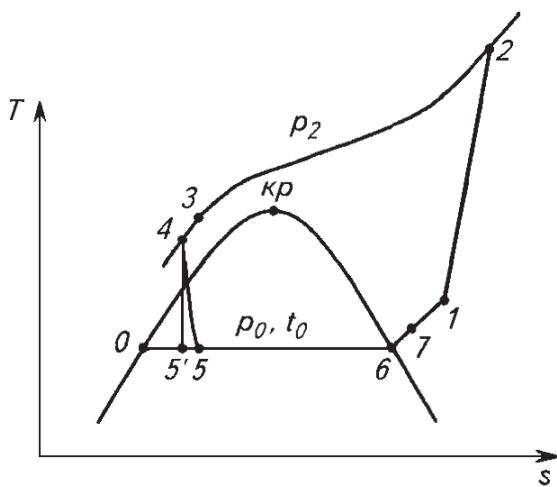


Рис. 3б. Обобщенный термодинамический цикл: 1-2 – сжатие газообразного R744; 2-3 – охлаждение газообразного R744 в ГО; 3-4 – охлаждение газообразного R744 в РТ; 4-5 – дросселирование R744; 4-5' – расширение R744 в ДТ; 5-6 (5'-6) – кипение жидкого R744 в И; 6-7 – перегрев R744 в И (в схеме с Р2); 7-1 – перегрев газообразного R744 в РТ (p_2 – давление газообразного R744)

В заключение необходимо отметить следующее:

- предлагаемая теплонасосная технология дальней крупномасштабной теплофикации на базе теплонасосных установок большой единичной мощности с

диоксидом углерода в качестве рабочего тела за счет утилизации низкотемпературного сбросного тепла АЭС прекрасно вписывается в технологический цикл АЭС, не затрагивая паросиловую и конденсатно-питательную часть тепловой схемы энергоблоков, а также в сложившуюся структуру централизованного теплоснабжения городских агломераций, характерных для условий России.

- теплонасосный способ теплофикации на базе электроприводных ТНУ на диоксиде углерода конкурентоспособен с паротурбинным способом теплофикации, как на АТЭЦ, так и на ТЭЦ. Кроме того, электроприводные ТНУ могут обеспечивать оперативный резерв электрической нагрузки.
- теплонасосный способ теплофикации на базе ТНУ на диоксиде углерода с газотурбинным приводом конкурентоспособен не только с паротурбинным, но и с парогазовым способом теплофикации, который в соответствии с ЭС-2030 рассматривается в качестве основного.

КОНЦЕПЦИЯ ВЫБОРА ПЛОЩАДОК РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Назаров А.Г.

Общественный Совет Госкорпорации «Росатом»,
Экологический центр ИИЭТ РАН

Цуцкин Е.В.

Экологический центр ИИЭТ РАН

Морозов П.А.

ООО «ВНИИСМИ», г. Химки

Лазутин В.А.

Центр аэрокосмического мониторинга
ОАО «Газпром – космические системы», г. Королев

Волков Ю.В.

ООО «Атомпроекттехнологии»

Пекин В.Н.

Государственное предприятие Астраханской области
«Научно-исследовательский геоинформационный
центр»

Научно обоснованный выбор приоритетных пунктов и конкурентных площадок под строительство АЭС и других объектов атомной энергетики относится к безусловным достижениям атомной отрасли, ее проектно – изыскательских подразделений, и научных разработок, включая и фундаментальную академическую науку. До недавнего времени, еще около 10 лет тому назад, строго научно обоснованного выбора площадок АЭС не существовало: практически все АЭС в б. Советском Союзе «выбирались» директивным решением. При этом на установленной к строительству площадке производился определенный объем проектно – изыскательских работ, в основном, инженерно – геологических по буровой сетке, геофизических, сейсмотектонических. Но не было таких понятий как «приоритетный пункт» и «конкурентная площадка», как и не было многокомпонентного анализа природной и антропогенной обстановки по системе критериев, от эколого – социальных до техногенных.

Становление отечественной концепции выбора площадок АЭС в конце 1970-х – начале 1980-х гг., с учетом

зарубежных подходов [1-3], содержит в основании позже принятное МАГАТЭ понятие о **приоритетном пункте**, в пределах которого должны выбираться конкурентные площадки размещения будущих объектов ядерной энергетики. Но дальнейшие принципы выбора самих площадок АЭС МАГАТЭ практически не определены, или определены крайне схематично, с указаниями не размещать их в зонах разломов, вулканов, периодических наводнений и т.п. экстремальных, ситуаций, что и так достаточно ясно.

Российская концепция выбора, принимая представление о приоритетных пунктах как неких более обширных районах, предварительно выбираемых по литературным и фондовым источникам, сосредоточила основные методологические и методические усилия на разработке принципов выбора альтернативных площадок, которые, в свою очередь, вносят коррективы и в последующую оценку отбора пунктов. На практике принципы выбора отрабатывались в процессе изыскательских работ при выборе площадок Балтийской, Центральной, Тверской, Нижегородской, Северской и др. АЭС. Современный научный подход к размещению на местности атомных объектов исходит из выбора «приоритетных пунктов» – районов, благоприятных для возможного строительства АЭС. Обычно выбираются 3 – 4 таких Пункта, на основе анализа всей имеющейся информации в фондах, архивах, опубликованных источниках. Полученные данные по разным пунктам – районам сравниваются между собой в баллах по системе обобщенных критериев – экологических (природных), инженерно – геологических, гидрогеологических, гидрологических, техногенных, социально – демографических и др., учитывая запретительные и ограничительные требования МАГАТЭ.

На выбранном приоритетном пункте или нескольких пунктах, при близости их характеристик, производится выбор **конкурентных площадок** под строительство АЭС с проведением предварительных изыскательских работ (бурения скважин, отбора проб грунтов и подземных вод на анализ, геофизических работ и др.). Система критериев еще более детализируется, в результате тщательного анализа выбирается фаворитная (приоритетная) и альтернативная площадки под строительство атомного объекта. На выбранной площадке производится весь последующий многостадийный объем изыскательских и проектных работ с государственными и общественными экологическими экспертизами, общественными слушаниями, разрешениями Госгортехнадзора, выдачей лицензий на каждую стадию проектирования. Таков общий процесс современного выбора каждого строящегося атомного объекта.

Выбор площадок размещения любого ядерного объекта связан в первую очередь с необходимостью обеспечения его безопасности. При этом понятие «безопасности» обычно ассоциируется с ядерной и радиационной, иначе говоря, с технологической безопасностью функционирования объекта. В настоящее время модернизированные реакторы ВВЭР третьего поколения обеспечивают необходимый и достаточный уровень ядерно – радиационной безопасности, стабильную работу АЭС в нормальном режиме, а предприятие в целом минимизирует выбросы и сбросы радионуклидов в окружающую среду.

Из сказанного вытекает важное следствие, к сожалению, еще не закрепившееся в практике проектантов и изыскателей. В условиях устойчивого ядерно-

радиационного функционирования приоритеты общей безопасности в проектируемых энергоблоках и АЭС в целом неизбежно должны смещаться в направлении анализа тех природных и техногенных условий, которые в не меньшей степени, чем ядерно – технологические, ответственны за весь цикл становления будущей атомной электростанции и ее безопасной работы, от выбора места заложения площадок под строительство АЭС, до всех последующих стадий предпроектных инженерно – изыскательских и проектных работ (ДОН, ОБИН, Проекта, Рабочей документации).

Такими природно – техногенными условиями, равнозначными по критериям опасности ядерным и радиационным, являются эколого – геологические, рассматриваемые в широком аспекте. Исходя из учения В.И.Вернадского о биосфере и из фундаментальных научных основ современной экологии, то все без исключения атомные станции мира, имеющие неглубокое заложение фундамента (не более первых десятков метров) находятся в самой верхней части планетарной оболочки Земли – биосфера, в её «витасфере», сфере Жизни. Следовательно подавляющее число геологических, гидрометеорологических и иных природных воздействий – это суть эколого-биосферные воздействия, и главенствуют среди них **экологические факторы**, являющиеся первостепенными наряду с ядерно-технологическими, а при стабилизации и нормализации последних приобретают ещё больший вес в оценке строительства и безопасного функционирования атомной станции.

Примечательно, что не задумываясь, возможно, о вышеизложенных научных подходах, участники проходивших общественных слушаний по ряду АЭС большинство вопросов задавали именно по экологическим проблемам безопасности – о прочности фундаментного основания энергоблоков, стоящихся на лёссовых, закарстованных или слабых грунтах, о воздействии АЭС на природные наземные и водные экосистемы, о сохранении редких и исчезающих видов, и другие. Интуитивное сознание подсказывает человеку «смену приоритетов» при условии достижения радиационной стабильности АЭС. Однако в сознание и в повседневную практику работы изыскателей и проектантов АЭС, как мы отмечали, рассмотренная «смена приоритетов» проникает с трудом, о чём свидетельствует анализ представляемых на экологическую экспертизу материалов. Явно недостаточное внимание при выборе площадок АЭС обращается на критерии экологической безопасности и необходимость сохранения природных экосистем и природоохранных зон.

Рассматриваемая концепция выбора пунктов и площадок в значительной мере способствует формированию комплексного эколого-биосферного сознания; его носителями в атомной отрасли становятся представители изыскательского отряда специалистов и служб радиационно-экологического контроля, в первую очередь соприкасающиеся в своей повседневной практике с многомерностью биосферных эколого-геологических систем, в которые предстоит встроить атомные объекты.

Осознание неприемлемости директивного «выбора», а по – существу *невыбора*, административного назначения мест размещения объектов ядерной энергетики, противоречащему основам радиационной и экологической безопасности АЭС, в сочетании с проводимыми МАГАТЭ и рядом кампаний за рубежом исследованиями в области совершенствования нормативной базы проектно-изыскательских работ, привело в не-

драх «этапа стагнации» атомной энергетики в России к формированию новых подходов и новых технологий в исследуемой проблеме выбора мест расположения площадок под строительство новых атомных объектов.

По предложению концерна «Росэнергоатом» научно-экспертной группой специалистов – экологов Общественного Совета Госкорпорации «Росатом» и приглашенных организаций (научный руководитель проф. А.Г. Назаров) в полевой сезон 2009 г. были проведены экспериментальные исследования по применению новых технологий, которые могут быть перспективны в комплексе проектно-изыскательских работ по выбору конкурентных площадок под размещение объектов атомной энергетики. Проведенные опытно-экспериментальные исследования охватывали комплекс трех перспективных для применения в атомной отрасли технологий [4, 5] :

1. Применение беспилотных летательных аппаратов гражданского назначения (БПЛА); использование их в смежных отраслях подробно изложено в опубликованной работе [6].

2. Применение низкочастотного геофизического радара высокого разрешения для получения глубинного (до 100 и более м) геолого-гидрогеологического профиля непосредственно в процессе полевых работ; принципы работы оригинального радара «Лоза Н», созданного российскими учеными и практиками, приведены в [7].

3. Применение современных картографо-компьютерных информационных технологий обработки экологической информации при выборе конкурентных площадок размещения объектов атомной энергетики.

В качестве опытной территории была выбрана территория Буйского района Костромской области, где расположены старая площадка Костромской АЭС и вновь выбранная новая конкурентная площадка № 2 под строительство Центральной АЭС.

Исследования показали очень высокую результативность комплексных экологических исследований: все три экспериментальные технологии могут быть успешно использованы в широком круге работ на предприятиях атомной отрасли и, особенно, в процессе выполнения комплекса проектно-изыскательских работ для целей безопасного размещения новых ядерных объектов. Результаты опытно-экспериментальных исследований докладывались на нескольких научно-практических форумах, вызвали интерес научной общественности и переданы в Концерн «Росэнергоатом» для использования в практике проектно-изыскательских работ.

Литература

1. Woodard K. Probability treatment of atmospheric dispersion for dose calculations // Nuclear Technology. 1971.Vol. 12. P. 281 – 289.
2. Shaw J., Sina A.M. A quantitative comparison of the nuclear power plant sites in the United Kingdom // Annals of Nuclear Energy. 1976. Vol. 3. P. 501 – 513.
3. Абагян А.А., Глушенко А.И., Кочнев С.И. и др. Возможный подход к проблеме количественного сравнения и выбора площадок для АЭС // Атомные электрические станции. Вып. 4. М.: Энергоиздат, 1981. С. 145 – 145-147.
4. Назаров А.Г. Формирование концепции выбора площадок размещения АЭС // Институт истории естествознания и техники им. С.И. Вавилова РАН. Годичная научная конференция, 2009 (секционные доклады). – М.:Анонс Медиа, 2009. С. 534-537.
5. Назаров А.Г., Цуцкин Е.В., Морозов П.А. и др. Применение новых технологий при выборе площадок под строительство объектов ядерной энергетики // Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики (Седьмая международная научно-техническая конференция. Москва, 26-27 мая 2010 г.). Тезисы докладов. М., 2010. С. 332-333.
6. Коровяков П.В., Лазутин А.В., Севастьянов Д.Н., Сергеев Д.С. Диагностические обследования линейной части газопроводов по материалам космической и авиационной беспилотной съемки // Нефтепромысловый инжиниринг. № 1. 2010. С. 12-17.
7. Резников А.Е., Копейкин В.В., Морозов П.А., Щекотов А.Ю. Разработка аппаратуры, методов обработки данных электромагнитного подповерхностного зондирования и опыт применения // Успехи физических наук. №5. 2000. РАН. С. 565-568.

ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ДО 2030 ГОДА

Шаров Е.И.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В соответствии с Посланием Президента России Медведева Д.А. Федеральному Собранию Российской Федерации от 12 ноября 2009 года развитие атомной энергетики является одним из пяти приоритетных направлений модернизации экономики России. Во время визита в г. Томск 11.02.2010 Медведев Д.А. подчеркнул: «... атомная энергетика – это абсолютный приоритет развития ... наших энергетических возможностей... В любом случае, если АЭС есть в программе, мы обязательно будем ее строить... Развитие атомной энергетики отвечает задаче перехода на «зеленые технологии» в борьбе с климатическим потеплением» .

1. Программные документы развития атомной энергетики на долгосрочную перспективу

Долгосрочные перспективы развития атомной энергетики в составе электроэнергетики России и размещение новых АЭС на территории страны регламентируются следующие Программные документы:

- Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 № 1662-р (далее – Концепция долгосрочного развития или КДР-2020);
- Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р (далее – Энергетическая стратегия или ЭС-2030);
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, одобрена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.02.2008 № 215-р (далее – Генеральная схема или ГС-2020, в настоящее время корректируется и пролонгируется до 2030 года, далее – проект ГС-2030);
- Программа деятельности Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» на долгосрочный период (2009-2015 годы), утверждена постановлением Правительства РФ от 20.09.2008 № 705 (далее – Программа деятельности Росатома или ПДД-2015);

- Федеральная целевая программа «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу до 2020 года», утверждена постановлением Правительства РФ от 03.02.2010 № 50 (далее – Инновационная ФЦП-2020);
- Стратегии социально-экономического развития федеральных округов и субъектов Российской Федерации, например, Стратегия социально-экономического развития Калининградской области на средне- и долгосрочную перспективу, утверждена постановлением правительства Калининградской области от 09.03.2007 № 5 (далее – Стратегия Калининградской области).

Участие в разработке, утверждении, корректировке и пролонгации (далее – формирование) программных документов осуществляется ОАО «Концерн Росэнергоатом» (далее – Концерн) под руководством Госкорпорации «Росатома» путем:

- проведения обосновывающих маркетинговых, технико-экономических и других исследований и изысканий;
- участия в соответствующих межведомственных рабочих группах и комиссиях представителей Концерна и его структурных подразделений;
- подготовки и передачи разработчикам программных документов исходных данных по действующим, достраиваемым и проектируемым энергоблокам АЭС, по действующим и перспективным рынкам энергии АЭС и др.;
- согласования проектов программных документов.

Концепция долгосрочного развития предполагала увеличение установленной мощности АЭС до 50-53 ГВт к 2020 г. с ростом доли атомной генерации в общей выработке электроэнергии в России с 16% в настоящее время до 20-22% (однако КДР-2020 не дает территориальной привязки новых АЭС).

Генеральная схема предусматривала увеличение установленной мощности АЭС до 52-57 ГВт (базовый и максимальный варианты соответственно) с ростом доли выработки электроэнергии АЭС от общей генерации до 20% в 2020 г. (КДР-2020 и ГС-2020 разрабатывались до финансово-экономического кризиса).

Энергетическая стратегия прогнозирует увеличение установленной мощности АЭС до 37-41 ГВт к 2020 г. и до 52-62 ГВт к 2030 г. с ростом доли атомной генерации в общей выработке электроэнергии до 20% к 2030 г.

К базовым задачам ЭС-2030 в сфере обеспечения экологической безопасности энергетики относится ограничение выбросов парниковых газов к 2030 году на уровне 100-105% от 1990 года. Для органической электроэнергетики это означает ограничение роста энерговыработки и установленной мощности ТЭС темпами, соответствующими темпам снижения удельных выбросов парниковых газов.

В Энергетической стратегии определяется текущая и прогнозируется долгосрочная самообеспеченность федеральных округов первичными традиционными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР): газом, нефтью, углем, гидроэнергией и др. При самообеспеченности менее 100% федеральный округ или его часть становятся перспективными для размещения новых АЭС, конкурентоспособность которых возрастает в регионах, достаточно удаленных от месторождений органического топлива. Самыми перспективными для размещения АЭС являются следующие федеральные

округа: Центральный (обеспеченность ТЭР в начале века и к 2030 г. изменяется от 15% до 20%), Южный (55-100%), Приволжский (от 70-50%). В целом по европейской части России без Урала самообеспеченность первичными ТЭР прогнозируется на уровне 50%.

Увеличение доли АЭС в базовой части графика электрических нагрузок предусматривается ЭС-2030 в основном в европейской части России при синхронизации вводов и совместной работе новых энергоблоков АЭС и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) и внедрении других мероприятий по выравниванию неравномерности суточного графика электрических нагрузок (дифференцированные тарифы, производство водорода и пр.). В свою очередь, ГАЭС предназначаются для режимного (суточного) регулирования мощностей энергосистем и покрытия пиковой части графика нагрузок. С этой целью предусматривается реализация государственных программ строительства АЭС и ГАЭС.

Самообеспеченность ТЭБ остальных округов – Северо-Западного, Уральского, Сибирского и Дальневосточного – в целом хотя и более 100%, однако она крайне неравномерна по территории этих достаточно больших образований.

Энергетическая стратегия определяет районы размещения АЭС с точностью до федеральных округов, в некоторых случаях, если федеральные округа велики по площади – с точностью до областей и регионов. Например, кроме европейской части России атомные энергоисточники большой, средней и малой мощности предлагается использовать в местах их потенциальной конкурентоспособности: в Томской области, в районах Крайнего Севера и Дальнего Востока.

Генеральная схема и Программа деятельности являются инструментами реализации Энергетической стратегии и предусматривают ввод основных мощностей АЭС в европейской части России, а также в Сибири (Томская область) и на Дальнем Востоке (Чукотский автономный округ, Приморский край).

В действующей Генеральной схеме критериями выбора предпочтительных районов размещения АЭС в пределах каждой энергозоны являются:

- балансовая необходимость увеличения мощности;
- минимизация затрат на сетевое строительство для выдачи мощности;
- сравнительная экономическая эффективность АЭС и альтернативных энергоисточников.

В результате в Генеральную схему вошли и в настоящее время достраиваются энергоблоки № 4 Калининской АЭС, № 2, 3 и 4 Ростовской АЭС, строятся энергоблоки № 1 и 2 Нововоронежской АЭС-2 и Ленинградской АЭС-2, а также № 4 Белоярской АЭС.

Достройка энергоблока № 5 Курской АЭС включена в Генеральную схему с условием выделения дополнительных источников финансирования для его сооружения и строительства линий электропередач для выдачи мощности. В настоящее время предлагается ввести этот энергоблок после 2020 года для замещения энергоблока № 1 Курской АЭС, поскольку при вводе энергоблока № 5 до 2020 г. сохраняются ограничения на выдачу его мощности при отказе от строительства долгостоящей электросетевой инфраструктуры для энергоснабжения Москвы и Московской области.

Возможность достройки энергоблоков № 5 и 6 Балаковской АЭС учитывалась при расчетах, но увеличение концентрации генерирующей мощности (свыше 6 ГВт)

на транзите Урал – Средняя Волга – Центр, пропускная способность которого исчерпана, не потребовалось при оптимизации мощности.

В результате разработки и согласования Генеральной схемы возникали альтернативные предложения по срокам ввода и размещения новых АЭС. Например, ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» предлагали новую АЭС для энергообеспечения Москвы размещать в Ярославской области, атомщики предлагали размещать новую станцию с энергоблоками АЭС-2006 на освоенной площадке Костромской АЭС в соседней Костромской области также с целью энергоснабжения Москвы. В окончательной редакции Генеральной схемы новая АЭС была названа Центральной с размещением в Ярославской или Костромской областях и с уточнением места размещения при проектировании.

В последствии переговоры с ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» закончились протокольным решением Минэнерго России размещать первые два энергоблока Центральной АЭС в Костромской области, а вторые два энергоблока в Ярославской области. В результате проведенных инженерных изысканий и исследований, разработки материалов ОБИН выбрана новая площадка (недалеко от старой) в Буйском районе Костромской области. В проекте ГС-2030 все 4 энергоблока размещаются на АЭС в Костромской области.

Для размещения Тверской АЭС, предназначенный для энергообеспечения Москвы, также возникли два альтернативных предложения в пределах Тверской области:

- в нескольких километрах от действующей Калининской АЭС, на площадке Калининской АЭС-2, по которой ранее проводились инженерные изыскания и разрабатывались обосновывающие материалы;
- в 90 км западнее г. Ржев в Оленинском районе в составе энергокомплекса с Центральной (Ржевской) ГАЭС на реке Тудовка.

В результате Генеральная схема предусматривает размещение Тверской АЭС в Ржевском или Удомельском районе (Ржевский район указан ошибочно, имелся в виду Оленинский район) с уточнением места размещения при проектировании. В результате проведенных инженерных изысканий и исследований, разработки материалов ОБИН показана предпочтительность размещения энергоблоков №1 и 2 Тверской АЭС в Удомельском районе.

Для остальных новых АЭС в Генеральной схеме указаны область и пункт размещения в соответствии с кадастром 80-х годов, т.е. Технико-экономическим докладом по определению площадок под строительства АЭС по регионам СССР на период до 2000 г., ТЭП, 1981 г. (Нижегородская АЭС в Уренском районе одноименной области, Южно-Уральская АЭС в Челябинской области, Приморская АЭС в одноименном крае) или ранее проведенными изысканиями и исследованиями (Северская АЭС в 25 км от г. Северска Томской области, Кольская АЭС-2 в Мурманской области недалеко от Кольской АЭС) также с возможностью уточнения места размещения при проектировании.

К недостаткам Генеральной схемы в части размещения АЭС можно отнести неудовлетворительную синхронизацию вводов и выводов замещающих и замещаемых энергоблоков: энергоблоки Нововоронежской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2 и Кольской АЭС-2 вводятся раньше, чем выводятся соответствующие энергоблоки на действующих АЭС.

2. Реализация Генеральной схемы

Как отметил Председатель Правительства Российской Федерации Путин В.В. на совещании по вопросам развития атомной энергетики, проходившем в апреле 2009 года в г. Удомля Тверской области, несмотря на финансовый кризис Россия не откажется от сформулированных планов по строительству 26 крупных атомных энергоблоков в ближайшее десятилетие, а доля атомной генерации в общем объеме производства электроэнергии в России к 2030 году должна составить 25-30%.

Хотя по статусу Генеральная схема имеет рекомендательный характер, но базовый вариант Генеральной схемы (обязательная программа вводов энергоблоков АЭС) вошел в Программу деятельности Росатома, в которой упомянуты также сооружение Балтийской АЭС при принятии решения Правительством РФ и достройка энергоблоков № 5 и 6 Балаковской АЭС при определении инвестора. Поскольку Программа деятельности Росатома аналогична по статусу федеральной целевой программе, новые АЭС, вошедшие в Программу деятельности, необходимо размещать в обязательном порядке.

В том случае, если конкретная АЭС не включена в программные документы решение о размещении и сооружении может приниматься Правительством Российской Федерации на основании предложения Госкорпорации «Росатом» и органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации (в соответствии с Правилами принятия решений о размещении и сооружении ядерных установок, радиационных источников и пунктов хранения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 14.03.1997 № 306). Например, Балтийская АЭС упомянута в Программе деятельности Росатома, а в Стратегии Калининградской области фигурирует под названием «Северо-Западная АЭС». Поэтому по размещению и сооружению этой АЭС были приняты два распоряжения Правительства Российской Федерации:

- от 20.02.2010 № 169-р о размещении Балтийской АЭС на территории Неманского муниципального района Калининградской области;
- от 29.09.2009 № 1353-р о сроках строительства Балтийской АЭС.

В качестве механизмов реализации Генеральной схемы предусматривается учет основных положений Генеральной схемы:

- при формировании Схемы и программы развития ЕЭС России, программ субъектов Российской Федерации;
- при корректировке Программы деятельности Госкорпорации «Росатом»;
- при разработке инвестиционных программ и инвестиционных проектов генерирующих и сетевых компаний;
- при формировании схемы территориального планирования Российской Федерации для своевременного резервирования площадок под строительство энергетических объектов, а также схем территориального планирования субъектов Российской Федерации
- при разработке и внедрении головных образцов новой техники и технологий в электроэнергетике.

Генеральная схема и другие Программные документы являются основанием для осуществления предпроектной стадии разработки инвестиционных проектов, состоящей из следующих основных этапов: инвестиционный замысел, декларирование намерений, мате-

риалов обоснований инвестиций (ОБИН) с оценкой воздействия на окружающую среду (ОВОС), лицензирование размещения и оформление акта выбора земельного участка. На проектной стадии осуществляется разработка проектных материалов, рабочих чертежей для подготовительного и основного этапов строительства.

В 2008 – 2009 годах разработаны, согласованы с местными органами власти и утверждены декларации о намерениях инвестирования в строительство энергоблоков Северской, Балтийской, Центральной (в Костромской области), Нижегородской, Южно-Уральской и Тверской (в Удомельском районе) АЭС. Для вышеупомянутых АЭС, разработаны и проходят необходимые экспертизы материалы ОБИН, включая ОВОС, по которым прошли общественные слушания. Для Северской и Балтийской АЭС, а также для II очереди Ленинградской АЭС-2 получены лицензии на размещение и утверждены акты выбора земельных участков. В текущем 2010 г. ожидается получение лицензий на размещение для Тверской, Центральной, Нижегородской АЭС, а в 2011 г. – для Южно-Уральской АЭС. Осуществляется проектирование и подготовительный период строительства Балтийской АЭС, имеющей экспортную ориентацию.

В настоящее время в связи с финансово-экономическим кризисом и падением в 2009 г. энергопотребления число новых АЭС в Генеральной схеме и Программе деятельности Росатома оказалось избыточным, это дает возможность выбрать наиболее эффективные (приоритетные) площадки для размещения АЭС, а остальные перенести на более поздний период (лицензии на размещение могут выдаваться на более продолжительный период, чем время действия проведенных инженерных изысканий на стадии ОБИН – 2-3 года).

В действующей Генеральной схеме приоритетными были Тверская и Северская АЭС (ввод в 2015 г.), за ними следовали в порядке убывания приоритетов Нижегородская и Южно-Уральская АЭС (2016 г.), Центральная АЭС и Кольская АЭС-2 (2017 г.), Приморская АЭС (2019 г.). В настоящее время приоритетными являются Балтийская АЭС (2016 г.), Нижегородская и Центральная АЭС, Кольская АЭС-2 (2018 г.) и Северская АЭС.

Программа деятельности Росатома, а также индивидуальные решения Правительства Российской Федерации о размещении и сооружении конкретной АЭС (например, Балтийской) являются основой для разработки отраслевых среднесрочных, трехлетних и годовых инвестиционных программ:

- Долгосрочная инвестиционная программа ОАО «Концерн Росэнергоатом» на 2010-2022 годы формируется в соответствии с трехсторонним инвестиционным соглашением с участием ОАО Атомэнергопром»;
- Инвестиционная программа ОАО «Концерн Росэнергоатом» на 2011-2013 годы согласовывается заинтересованными министерствами и одобряется Правительством Российской Федерации ежегодно в составе сводной инвестиционной программы электроэнергетики в части планового года;
- Сводная инвестиционная программа ОАО «Концерн Росэнергоатом» на 2010 год, финансово-экономические показатели утверждаются Госкорпорацией «Росатом».

В соответствии с этими инвестиционными программами целевое финансирование выделяется на строительство энергоблоков АЭС, которые имеют проектно-

сметную документацию и могут быть гарантированно обеспечены инвестициями (вплоть до ввода в эксплуатацию) по прогнозу финансово-экономической ситуации в стране на долгосрочный период.

Поскольку Генеральная схема группирует ввод энергоблоков электростанций по пятилетиям (до 2010 г., с 2011 по 2015 гг., с 2016 по 2020 гг. и т.д.), при реализации Генеральной схемы и Программы деятельности Росатома предусматривается синхронизация сооружения АЭС, ГАЭС и соответствующих электросетевых объектов для выдачи их мощности. Эта работа осуществляется в рамках совместных рабочих групп с ОАО «РусГидро» и ОАО «ФСК ЕЭС», а также при ежегодном согласовании инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» (в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977).

При соответствующем электросетевом строительстве энергокомплексы АЭС-ГАЭС целесообразно размещать в энергозонах Центра и Северо-Запада в составе:

- Курская АЭС – Курская ГАЭС;
- Ленинградские АЭС и АЭС-2 – Ленинградская ГАЭС;
- Центральная АЭС – Загорские ГАЭС и ГАЭС-2;
- Нижегородская АЭС – Владимирская ГАЭС (этот ГАЭС не вошла в проект ГС-2030);
- Калининская и Смоленская АЭС, а в перспективе и Тверская АЭС – Центральная ГАЭС в Тверской области.

Создание энергокомплексов АЭС-ГАЭС, включая электросетевые объекты, позволит атомным станциям нести наиболее экономичную базовую нагрузку, поставлять на ГАЭС недорогую электроэнергию в ночной промежуток потребления, способствовать экономии органического топлива в условиях его подорожания и снижению тарифов на электроэнергию для потребителей. Кроме того, ГАЭС могут использоваться для аварийного электроснабжения систем безопасности АЭС и других объектов, требующих надежного резервирования.

В соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации Концерном в 2008 г. начата работа по включению пунктов и площадок новых АЭС в схемы территориального планирования субъектов Российской Федерации и муниципальных образований. Для Челябинской области и Приморского края схемы территориального планирования утверждены постановлениями правительства области от 24.11.2008 № 389-П и администрации края от 30.10.2009 № 323-ПА. Для Калининградской, Нижегородской и Костромской областей проекты схем территориального планирования проходят необходимые согласования. А для Томской, Мурманской и Тверской областей схемы территориального планирования находятся в процессе разработки.

3. Корректировка и пролонгация Генеральной схемы до 2030 г.

В настоящее время осуществляется корректировка Генеральной схемы и ее пролонгация до 2030 года в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823.

Во время визита Президента России в г. Томск 11.02.2010 Генеральный директор Госкорпорации «Росатом» С.В.Кириенко отметил: « ... в новом варианте ... развития атомной энергетики, который мы согласовали с ведомствами и внесли в Правительство, ... мы сдвинулись вправо на три кризисных года. И сейчас мы должны вводить хотя бы по одному блоку в год, чтобы была серия. ...у Госкорпорации есть несколько новых площадок для АЭС высокой степени готовности, к ним относятся Северская, Нижегородская и Центральная АЭС... До конца года Минэнерго должно подготовить корректировку Генеральной схемы. А мы готовы стартовать (по новым площадкам) в любой момент».

В соответствии с этим основными принципами корректировки и пролонгации до 2030 года Генеральной схемы с точки зрения развития атомной энергетики являются:

- преемственность с ГС-2020 с возможным сдвигом вправо вводов строящихся, проектируемых и размещаемых АЭС из-за снижения энергопотребления и финансирования вследствие финансово-экономического кризиса;
- увеличение доли генерации АЭС до 25-30% с целью диверсификации топливно-энергетического баланса (ТЭБ) и удержания объемов выбросов парниковых газов на уровне 1990 г.;
- покрытие регионального дефицита электроэнергии и мощности в базовой части суточного графика нагрузок с учетом экспорта при росте КИУМ и экономической эффективности АЭС за счет синхронизации с вводами ГАЭС и электросетевых объектов для выдачи мощности;
- онконтропспособность за счет ввода АЭС в регионах, удаленных от месторождений органического топлива, т.е. в основном в европейской части России, с учетом затрат на электросетевое строительство для надежной выдачи мощности;
- избыточность новых пунктов и площадок для размещения АЭС с целью отбора наиболее эффективных и преодоления возможных рисков при изменении энергопотребления и финансирования, при согласовании с местными органами власти и при проведении инженерных изысканий.

При корректировке Генеральной схемы продление сроков эксплуатации действующих АЭС с реакторами I и II поколений принято на 15 лет сверх проектного срока (30 лет) с учетом технической возможности и экономической эффективности продления (для II поколения срок продления эксплуатации 15 лет принят консервативно). При этом основными факторами целесообразности продления являются низкие удельные капиталовложения по сравнению с сооружением новых электростанций и непрерывное усовершенствование ядерных топливных циклов действующих и проектируемых АЭС.

Генеральная схема включает в себя АЭС мощностью более 100 МВт. В связи с этим в проект Генеральной схемы до 2030 г. были внесены два инновационных генерирующих объекта, вошедших в ФЦП-2015:

- опытно-демонстрационный образец реактора на быстрых нейтронах со свинцовово-висмутовым теплоносителем электрической мощностью 100 МВт (СВБР-

100) на площадке Государственного научного центра РФ Физико-Энергетический Институт, г. Обнинск, Калужская область, ввод в 2016 г.;

- опытно-демонстрационный образец реактора на быстрых нейтронах со свинцововым теплоносителем электрической мощностью 300 МВт (БРЕСТ-300) на базе Белоярской АЭС на площадке Научно-исследовательского и конструкторского института энерготехники (НИКИЭТ) им. Н.А. Доллежаля (Свердловская область), ввод в 2021 г.

4. Выводы и предложения

В связи с финансово-экономическим кризисом прогнозы ввода АЭС в программных документах существенно снизились (с 52-57 ГВт в ГС-2020 до 37-41 ГВт на 2020 г. в ЭС-2030), при этом доля атомной генерации в 2020-2030 гг. прогнозируется на уровне 20-22% от общей выработки электроэнергии. Задача состоит в росте доли АЭС до 25-30% к 2030 г. Этую задачу можно выполнить, располагая подготовленными площадками для размещения новых АЭС.

В 2010 году Минрегион России начал подготовку схемы территориального планирования федеральных объектов капитального строительства, в т.ч. действующих, строящихся и размещаемых атомных станций. С этой целью необходима разработка актуализированного кадастра перспективных пунктов размещения новых АЭС, АТЭЦ и АСТ с учетом прогнозов структуры и объемов энергопотребления на территории России и планов размещения энергоемких промышленных предприятий. Для этого необходимо провести технико-экономические исследования по размещению энергоблоков АТЭЦ и АСТ средней мощности для теплофикации и теплоснабжения городов России.

Предварительный прогноз структуры ТЭБ и электроэнергетики на период до 2050 года, выполненный ИНЭИ РАН в 2009-2010 гг., позволил выделить перспективные энергоузлы для размещения новых АЭС в энергозонах:

- Центра – Брянский, Тамбовский, Калужский, Ивановский, Ярославский и Вологодский;
- Северо-Запада – Лужский и Волховский;
- Средней Волги – Саратовский, Самарский и Ульяновский;
- Юга – Ставропольский;
- Урала – Пермский и Кировский;
- Востока – Дальневосточный (Хабаровский).

Проект Стратегии развития атомной энергетики России до 2050 года, разрабатываемой Госкорпорацией «Росатом», предусматривает сооружение малой серии энергоблоков АЭС с реакторами типа БН-1200. Наиболее приемлемыми площадками для этого являются:

- Белоярская АЭС-2, энергоблоки № 5 и 6;
- II очередь Южно-Уральской АЭС, энергоблоки № 3 и 4
- II очередь Северской АЭС, энергоблоки № 3 и 4.

Некоторые площадки АЭС размещаются на водоразделах (Тверская и Южно-Уральская АЭС) и в районах недостаточного стока рек (Нововоронежская АЭС-2, Центральная АЭС), для преодоления дефицита водных ресурсов необходимо рассмотреть разработку сухих или гибридных градирен.

ПРОГНОЗНЫЕ ОЦЕНКИ ТОПЛИВНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ АЭС НА ДОЛГОСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ

Субботин С.А., Стукалов В.А., Алексеев П.Н., Смирнова Л.С.

РНЦ «Курчатовский институт»

Шаров Е.И., Никишина И.Н., Струева Ю.А.

ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Введение

Целью энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года определяет цели и задачи развития энергетического сектора страны, его приоритеты и ориентиры, а также механизмы государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающие достижение намеченных целей.

Конкурирующими энерготехнологиями для АЭС являются ТЭС на газе и угле в районах, удаленных от «дешевых» месторождений органического топлива. При этом топливная составляющая АЭС (примерно 15% от тарифа на электроэнергию АЭС) значительно ниже топливной составляющей ТЭС на органическом топливе (60 – 80% от тарифа ТЭС).

Система моделирования и долгосрочного прогнозирования цен на газ и уголь с учетом региональных особенностей разработана в ИНЭИ РАН [1]. Для прогнозирования конкурентоспособности АЭС по сравнению с ТЭС необходимо также предложить подходы и дать оценки топливной составляющей АЭС на долгосрочную перспективу до 2030 года.

Основные черты развития ядерного топливного цикла (ЯТЦ) атомной энергетики на долгосрочную перспективу определены в программных документах:

- Стратегия развития атомной энергетики России в I половине XXI века, одобренная протоколом заседания Правительства Российской Федерации от 25.05.2000 (в настоящее время корректируется);
- Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р;
- Федеральная целевая программа (ФЦП) «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010–2015 годов и на перспективу до 2020 года», утвержденная постановлением Правительства Российской Федерации от 03.02.2010 № 50.

В соответствии с проектом Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года, одобренным 03.06.2010 на заседании Правительства Российской Федерации, в качестве основного типа вводимого в эксплуатацию энергоблока АЭС предусматривается проект АЭС-2006 (после 2020 г. – АЭС-2010) с возможным переходом на смешанное уран-плутониевое оксидное топливо (МОХ-топливо) в соответствии с проектом Стратегии развития атомной энергетики России до 2050 года.

В условиях этих прогнозов целесообразно сделать оценки топливных составляющих АЭС-2006 на природном урановом топливе и на МОХ-топливе, а также определить время перехода АЭС-2006 на МОХ-топливо в перспективе без риска существенного увеличения топливной составляющей.

В статье рассматриваются возможные варианты замыкания ЯТЦ атомной энергетики России на долгосрочную перспективу до 2030-2050 гг. Расчетные оценки открытого и замкнутого ЯТЦ проводились для энергоблоков АЭС-2006 с реакторами типа ВВЭР-1200, а также для атомной энергетики в целом при работе энергоблоков АЭС с тепловыми реакторами (ВВЭР, РБМК и др.) и быстрыми реакторами (БН, БРЕСТ, СВБР) в замкнутом уран-плутониевом ЯТЦ.

Оценки проводились на основе анализа ретроспективных данных по стоимости различных элементов топливных затрат и прогнозов динамики их изменения до 2030 года. Экспертно определенные технико-экономические характеристики переделов ЯТЦ и темпы их изменения на перспективу использовались в расчетах по известным зарубежным и российским методикам.

1. Методические подходы: пообъектное сравнение и системный анализ

Основным преимуществом ядерной энергетики является низкая топливная составляющая производства электроэнергии по сравнению с ТЭС на органическом топливе. Однако природный уран претерпевает ряд переделов перед тем, как из него будет изготовлено ядерное топливо. Кроме того, необходимо хранить отработанное ядерное топливо, подготовить его для окончательного удаления или переработки. Для определения необходимых затрат на каждом этапе технологической цепочки ЯТЦ определяются потребность в природном сырье и объемы производства промежуточной продукции, необходимой для производства ядерного топлива. С этой целью строится баланс материальных потоков и определяются объемы производства всех видов продукции ЯТЦ, необходимых для выпуска требуемого количества топливных элементов. Далее производится расчет удельных дисконтированных усредненных затрат на каждом этапе технологической цепочки ЯТЦ с учетом определенных объемов производств и потребности в ядерном топливе.

Отличительной особенностью всех методик является использование дисконтирования, т.е. приведение разновременных затрат к одному моменту времени (к определенной выбранной, так называемой, базисной дате). Этот метод позволяет провести учет и сравнение расходов и доходов ЯТЦ, имеющих место в разное время. Для определения соответствующих затрат на производство ядерного топлива используются средние рыночные цены (на продукцию переделов) с учетом прогнозов их изменения, которые задаются коэффициентом эскалации цен.

В ряде зарубежных методик подчеркивается, что наличие инфраструктуры топливного цикла (предприятий для всех этапов производства топлива, в т.ч. послереакторного) является определяющим условием надежной оценки удельной стоимости всех переделов топливного цикла в рамках пообъектного анализа. Когда такой инфраструктуры не существует, необходимо в рамках системного подхода оценить затраты на раз-

работку промышленных технологий, строительство будущих предприятий ЯТЦ для предполагаемого парка реакторов и определиться со временами и вариантами финансирования их разработки и создания.

Существует два методических подхода к сравнительной оценке экономической эффективности открытого и замкнутого ЯТЦ водо-водяных реакторов.

Первый подход предложен за рубежом [10]: для открытого и «замкнутого» ЯТЦ реакторов типа PWR применяется одна и та же дoreакторная и реакторная стадия, отдельно использующая природный уран. Отличие заключается в послереакторной стадии: в открытом топливном цикле ОЯТ после долговременной выдержки захоранивается, а в «замкнутом» цикле ОЯТ после выдержки на АЭС перерабатывается, регенерированный уран и плутоний реализуются по ценам, соответствующим их энергетическому эквиваленту по сравнению с природным ураном, а высокоактивные отходы (ВАО) захораниваются.

Поскольку при стандартной процедуре дисконтирования послереакторная часть затрат ЯТЦ нивелируется по сравнению с дoreакторной частью (особенно затраты на долговременное хранение и захоронение ОЯТ и ВАО), «замкнутый» ЯТЦ оказывается незначительно (на 10 – 15%) дороже открытого ЯТЦ [8] при коэффициенте дисконтирования более 5%.

В работе [9] предложен следующий подход: в открытом урановом ЯТЦ реакторов типа ВВЭР учитываются затраты на захоронение ОЯТ или ВАО, а затраты на переработку относятся к рециклу, в начале которого перерабатывается необходимый объем ОЯТ реакторов типа ВВЭР для формирования ежегодной загрузки МОХ-топлива для реакторов типа ВВЭР, на послереакторной стадии долговременно хранится и захораниваются ВАО (как и в открытом ЯТЦ).

При принятом по объектом анализе экономической эффективности открытого и «замкнутого» ЯТЦ и рецикла системные эффекты учитываются экспертино через динамику изменения стоимости переделов ЯТЦ.

В рамках системного подхода принято рассматривать экономические характеристики топливных циклов (открытого и замкнутого) для различных сценариев развития атомной энергетики [7]. Следует отметить, что своевременная реализация замкнутого ядерного топливного цикла может повлиять на скорость роста цен на природный уран. Возможный диапазон масштабов развития атомной энергетики России достаточно широк. Сопоставление требований потребителей энергии, в т.ч. экспорта и возможностей атомного энерго-промышленного комплекса России по ресурсу урана, состоянию машиностроительного и топливопроизводящего комплекса, кадровому обеспечению, инновационному потенциалу дает следующие ориентиры развития мощностей атомной энергетики России с учетом поставок на экспорт: 100 ГВт (эл) к 2030 году и 300 ГВт (эл) к 2050 году [7].

2. Прогноз изменения цен на различные переделы ядерного топливного цикла

Очень низкие цены на природный уран, преобладавшие в конце 1990-х – начале 2000-х годов, вызвали экономические трудности даже на самых лучших уранодобывающих предприятиях. В начале 2000-х годов поставки урана, полученного из ядерных материалов (которые Россия и Соединенные Штаты сочли излиш-

ними для обеспечения своей национальной безопасности) поддерживали цены на низком уровне, с другой стороны возобновившийся в результате истощения запасов и других рыночных факторов (таких, как ожидаемый «ядерный ренессанс») рост спроса на «свежедобытый» природный уран привел к повышению спотовых и долгосрочных цен по контрактам. За период с 2003 по середину 2007 года спотовые цены на уран выросли в 3–4 раза, достигнув максимума почти в 140 долларов за фунт U_3O_8 , однако они быстро упали ниже 90 долларов за фунт U_3O_8 . Считается, что долгосрочная цена природного урана, которая сейчас находится в диапазоне от 50 до 150 \$/кгУ – с наиболее вероятной величиной порядка 100 \$/кгУ, дает наиболее вероятную картину поведения стоимости урановой руды на ближайшие 30 лет, с учетом разумного увеличения мировых ядерных мощностей.

В таблице 1 дан диапазон верхних и нижних граничных значений удельных затрат, которые прогнозируются в ближайшей перспективе для материалов и услуг ядерного топливного цикла (для российских условий данные могут существенно отличаться).

Таблица 1. Ожидаемые удельные затраты переделов открытого и замкнутого ЯТЦ: диапазон оценок (базовые значения)

	Открытый ЯТЦ	Замкнутый ЯТЦ
Дореакторная стадия	Природный уран (добыча и измельчение руды), \$/кгУ	Переработка UOX, \$/кг т.м.
	50 – 150 (100)	460 – 830 (500)
	Конверсия U_3O_8 в UF_6 , \$/кгУ	–
	5 – 15 (10)	–
	Обогащение (ЕРР – единица работы разделения), \$/кгЕРР	–
	100 – 130 (115)	–
Послереакторная стадия	Изготовление МОХ-топлива UOX, \$/кгУ	Изготовление МОХ-топлива для ВВЭР, \$/кг т.м.
	220 – 270 (240)	2000 – 4000 (3200)
	Транспортировка ОЯТ, \$/кг т.м.	–
	40 – 60 (50)	–
	Сухое хранение ОЯТ, \$/кг т.м.	–
	100 – 300 (120)	–
Геологическое захоронение ОЯТ, \$/кг т.м.	Геологическое захоронение ОЯТ, \$/кг т.м.	Геологическое захоронение остеклованных ВАО, \$/кг т.м.
	380 – 900 (530)	–

Для производства 1 кг обогащенного урана необходимо 7,5 кг природного урана и 7,3 кг ЕРР. Для производства 1 кг МОХ-топлива необходимо переработать около 4,5 кг ОЯТ реакторов типа ВВЭР-1000. Простой расчет показывает, что дoreакторная стадия открытого ЯТЦ оценивается около 2000 \$/кгУ в диапазоне 1400 – 2500 \$/кгУ, а замкнутого – более 5000 \$/кгУ в диапазоне 5500 – 8500 \$/кгУ (без учета дисконтирования). Учет

послереакторной стадии существенно не изменяет эти соотношения даже без учета дисконтирования.

Конверсионный рынок, существенную основу которого составляют физико-химические процессы, испытал период снижения цен в тот же период времени (с конца XX века по 2002 год), что и добыча урановой руды. Как и природный уран, конверсия начиная с 2003 года испытывала рост цен, – но не столь значительный. Сейчас спотовая цена на конверсию оксида природного урана в гексафторид для обогащения лежит в пределах от 9 до 12 \$/кгU, что значительно выше уровня спотовых цен 2000 года, которые составляли от 2,5 до 4 \$/кгU (по данным NUKEM). В более далекой перспективе можно ожидать цен в диапазоне от 5 до 15 \$/кгU, с наиболее вероятным значением 10 \$/кгU [2].

В последние двадцать лет XX века на обогатительном рынке произошли значительные изменения. До 2003 года для него был характерен постоянный избыток мощностей, имевший результатом существовавший ценовой диапазон от 80 до 100 \$/ЕРР. По тем же причинам, что и в случаях с ураном и конверсией, недавно обогатительный рынок испытал рост спотовых цен до 120–140 \$/ЕРР. Как и в случае с ураном, это повышение цен может оказаться временным. По мере внедрения более эффективной газо-центрифужной технологии затраты и цены должны снижаться. Для целей анализа топливного цикла разумно принять диапазон в 100–130 \$/ЕРР, со средним значением в 115 \$/ЕРР [2]. Излишек производственных мощностей, имевший место на конкурентном рынке конца XX века, привел к резкому снижению цены изготовления уранового оксидного топлива (UOX), которая сегодня составляет от 200 до 300 \$/кгU. Как и в случае с природным ураном, конверсией и разделением, ожидается, что «ядерный ренессанс» «подтолкнет» и цены на изготовление уранового топлива, хотя они увеличиваются значительно меньше, чем цены на другие услуги и материалы начальной части ЯТЦ. Так как данные по контрактам на изготовление топлива UOX не разглашаются, на данном этапе трудно установить, так ли это на самом деле. Для топлива реакторов PWR в США считается разумным диапазон от 200 до 300 \$/кгU, с наиболее вероятным значением 240 \$/кгU. Для топлива реакторов BWR в США считается разумным диапазон от 250 до 350 \$/кгU, с наиболее вероятным значением 290 \$/кгU. Цены на изготовление топлива в Европе и на Дальнем Востоке еще выше.

Что касается будущих изменений цен на изготовление топлива UOX, главными факторами здесь являются: развитие технологий, влияющее на спрос на тепловыделяющие сборки (например, повышение выгорания), продолжающиеся работы по дальнейшему повышению эффективности процессов изготовления топлива, а также эффект слияния поставщиков (то есть уменьшение непроизводственных издержек). Проектирование и изготовление ТВС также влияет на удельные затраты по другим частям топливного цикла и, будучи связующим звеном между топливным циклом и атомной электростанцией, может также влиять на оставшиеся элементы затрат на производство энергии.

Причем, если для стоимости переработки топлива можно рассчитывать, что она будет уменьшаться по мере развития технологий, то для цены природного урана наиболее вероятная оценка – неуклонный рост в связи с исчерпанием богатых месторождений, технологический прогресс в этой части менее очевиден.

Если для покупки природного урана, его обогащения и изготовления свежего топлива имеются ориентировочные цифры по стоимости, опирающиеся на мировой рынок услуг в этой области, то по обращению с ОЯТ и окончательному захоронению радиоактивных отходов есть только предварительные оценки с высокой степенью неопределенности.

В конце XX века затраты на промежуточное хранение отработавшего топлива UOX (ОЯТ) лежали в диапазоне от 40 до 80 \$/кгU при стандартном сроке хранения. Другие источники сообщают о стоимости «мокрого» внеакторного хранения ТВС легководного реактора (в долларах 1987 года), зафиксированной на уровне 50 \$/кг тяжелого металла (т.м.) плюс 5×T \$/кг т.м., в диапазоне плюс-минус 50%, где T – срок хранения в годах [3].

Во многих публикациях приводится стоимость транспортировки ОЯТ около 50 долл./кг т.м. (от 40 до 60 \$/кг т.м.). Из-за задержек в реализации программ строительства хранилищ и перерабатывающих предприятий велика вероятность, что отработавшее топливо реакторов типа ВВЭР придется хранить дольше, возможно, десятилетиями. «Мокрое» хранение может добавить к затратам на завершающую часть топливного цикла от 100 до 500 \$/кг т.м. Сухое контейнерное хранение может добавить от 100 до 300 \$/кг т.м. В этих затратах учтено кондиционирование и упаковка ОЯТ.

Глубокое геологическое захоронение ВАО в форме остеклованных отходов или отработавшего топлива пока не имеет под собой серьезного промышленного опыта, и большинство приводимых данных основывается на выполненных в разных странах оценках и исследованиях технических проектов. Часто страны, имеющие ядерно-энергетические программы, считают захоронение ВАО слишком важным моментом, чтобы отдать его на откуп только производителям отходов, поэтому эта проблема должна решаться на государственном уровне, а производители отходов должны платить за их надлежащее захоронение. Обращение с такими отходами и их захоронение оплачивается за счет предусмотренных энергетическими компаниями мероприятий, в то время как для осуществления их захоронения были созданы соответствующие национальные агентства по обращению с радиоактивными отходами (РАО). Так как геологические условия и количества отходов в рамках национальных энергетических программ сильно различаются, разброс затрат также очень велик.

Важными техническими факторами, влияющими на стоимость, являются: размеры системы, время разработки проекта захоронения, геологическая среда и выбор барьерной системы. Наряду с этими техническими факторами на затратах также отражаются социальные и политические проблемы, влияющие на процессы выбора площадки и лицензирования, а также на политику обращения с РАО в целом. Исследования показывают изменчивость затрат в зависимости от размера системы и политики обращения с РАО [4]. Недавние бельгийские исследования показали значительное увеличение затрат в последние годы [5]. Затраты на захоронение отходов оцениваются менее чем в 0,2 тыс. \$/м³ для упакованных для захоронения отходов, и еще ниже – для отработавшего топлива UOX; а для высокоактивных отходов затраты оцениваются в 0,5–0,7 тыс. \$/м³ [6]. Также важно учесть то обстоятельство, что объем остеклованных ВАО примерно в десять раз меньше эквивалентного ему ОЯТ в металлическом пенале. Таким образом,

удельные затраты на захоронение ВАО в остеклованной форме ниже, чем в форме ОЯТ.

Что касается облученного МОХ-топлива, здесь затраты в основном зависят от уровня остаточного тепловыделения, так как чем выше этот уровень, тем больше должно быть расстояние между контейнерами. В случае захоронения после короткого срока выдержки уровень тепловыделения может быть втрое выше – и затраты будут примерно на столько же выше, чем в случае захоронения после выдержки и длительного хранения. Базис стоимости усовершенствованных топливных циклов 2007 года [2] рекомендует использовать диапазон от 380 до 900 \$/кг т.м. для ОЯТ и от 150 до 360 \$/кг т.м. для ВАО (например, в форме стеклянных цилиндров), извлеченных из ОЯТ.

В отдаленной перспективе (через 30 лет) затраты, скорее всего, будут медленно снижаться в фиксированном долларовом выражении, т.е. изменяться в соответствии с исторической тенденцией большинства товаров, кроме ископаемого природного урана. Однако степень их снижения будет зависеть от жизнеспособности ядерной индустрии и наличия какого-либо нового регулирования в области установок и операций ЯТЦ. В зависимости от конкретных условий затраты на переделы топливного цикла для отдельных стран и энергетических компаний могут значительно отличаться от этих усредненных цифр.

Отдельных дополнительных исследований требует оценка влияния масштабов производства и глубины выгорания топлива на рассмотренные выше цены продукции предприятий ЯТЦ.

3. Базовый сценарий развития атомной энергетики России до 2050 года

На рисунке 1 представлена структура генерирующих мощностей атомной энергетики для базового сценария на период до 2050 года (с учетом возможного экспорта).

На период до 2020 года наращивание мощностей атомной энергетики преимущественно осуществляется на основе современных проектов реакторов типа

ВВЭР-1000 (АЭС-2006). Основные задачи этого периода – восстановление промышленной и строительной инфраструктуры, развитие сырьевой базы природного урана.

Важнейшей задачей этого этапа является формирование индустриально-производственного комплекса, достижение в кратчайшие сроки конкурентных позиций на мировом рынке реакторных технологий и технологий топливного цикла.

Необходимо довести существующие проекты до мирового уровня, обеспечив им конкурентоспособность, создать современную логистику сооружения АЭС, сформировать соответствующую инженерную сеть, выйти на серийность с перспективой диверсификации мощностного ряда, за счет чего расширить рыночный потенциал.

Предусматривается модернизация проекта АЭС-2006 (АЭС-2010, или ВВЭР-ТОИ) ориентировано к 2013 году в направлении увеличения выгорания топлива примерно до уровня 60 ГВт.сут/т, более эффективного в условиях открытого топливного цикла, что повысит конкурентные преимущества классического ВВЭР на мировом рынке.

На этом же этапе предполагается сооружение быстрого реактора БН-800 (2014 г.) главной задачей которого является отработка и практическая демонстрация замкнутого топливного цикла, создание промышленного производства по изготовлению МОХ-топлива и проведение НИОКР в целях выбора наиболее эффективной технологии переработки ОЯТ для большого завода. Таким образом, уже на первом этапе закладываются основы полномасштабного замыкания топливного цикла, реализация которого в больших масштабах отнесена на следующее десятилетие.

В части перспективных НИОКР на этом этапе разрабатываются эволюционный и инновационный проекты реактора Супер-ВВЭР (ВВЭР-S), обеспечивающие существенно более высокие параметры топливоиспользования в замкнутом ядерном топливном цикле, инновационные проекты быстрых реакторов, обеспечивающие их коммерциализацию, и программа их последовательной модернизации с целью созда-

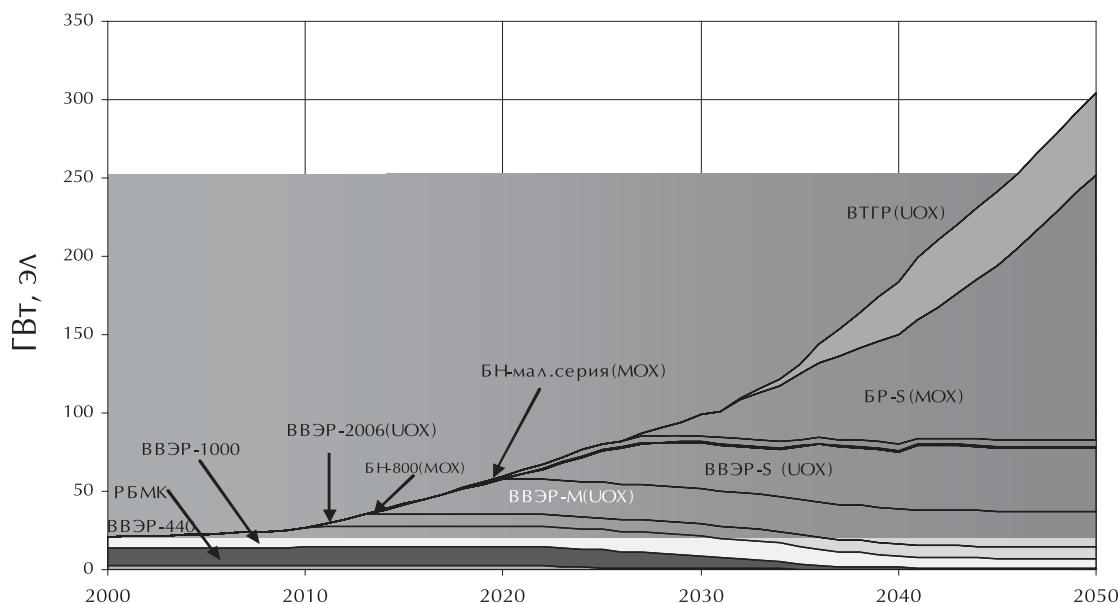


Рисунок 1. Структура генерирующих мощностей для базового сценария развития атомной энергетики до 2050 года

ния в перспективе проекта быстрого реактора с параметрами, близкими к заданным, в проекте Стратегии развития атомной энергетики России до 2050 года (БР-СУПЕР или БР-S). С этой целью после 2015 г. начнется сооружение малой серии быстрых реакторов (БН-1200).

На этом же этапе на уровне технического проектирования целесообразно выполнить разработку ВТГР для целей электроэнергетики и производства искусственного углеводородного топлива. Концепция модульных ВТГР хорошо дополняет мощностной ряд атомных энергоблоков в диапазоне 300–500 МВт, что согласуется с потребностями рынка региональной энергетики. Более высокие термодинамические параметры теплоносителя в этих реакторах позволяют существенно увеличить термодинамический КПД и создают возможность их использования в регионах с дефицитом водных ресурсов.

Этап 2020–2030 годов характеризуется началом серийного строительства быстрых реакторов с параметрами, близкими к БР-S. В настоящее время пока нет полной определенности в отношении этого проекта. В качестве конкурентных вариантов следует рассмотреть проекты быстрых реакторов с натриевым теплоносителем и с тяжелометаллическим теплоносителем. Для выполнения НИОКР по каждому из этих направлений предназначены разделы ФЦП «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010 – 2015 годов и на перспективу до 2020 года» и, после проведения соответствующих исследований, в период 2020 – 2022 годов предполагается принять обоснованное решение в пользу одного из проектов.

К 2030 году предполагаемая доля выработки электроэнергии АЭС России будет достаточно большой (25 – 30%), и становится актуальной задача адаптации мощностного ряда энергоблоков АЭС к внешним условиям: мощностному уровню потребителей и сетевым ограничениям. В этом направлении выполняются работы по оптимизации мощностной структуры атомных станций и других генерирующих мощностей, решаются вопросы работы АЭС в переменном графике нагрузки либо за счет аккумулирования электрической энергии (в разных формах), либо за счет создания специальных экономичных энергоблоков АЭС, способных работать в режиме регулирования нагрузки.

Развитие замкнутого топливного цикла реализуется вводом в эксплуатацию к 2025 г. первой очереди большого завода (РТ-2) с мощностью переработки 1500 т ОЯТ/год. На этом этапе необходимо отработать технологии переработки ОЯТ и производства регенерированного топлива с достаточно коротким временем его возврата в нейтронный поток (внешний цикл примерно 3 года).

НИОКР этого этапа преимущественно сконцентрированы на доработке технологии быстрых реакторов в части применения новых материалов, способных обеспечить более высокое выгорание топлива, и разработке проектов ВТГР, ориентированных на неэлектрическое экономически эффективное использование атомной энергии. График работ по ВТГР следует организовать таким образом, чтобы к 2030 г. иметь возможность выйти на серийное строительство этого типа реакторов в составе энергопромышленных комплексов, использующих высокопотенциальное тепло для неэлектрического применения.

На этом этапе отрабатываются технологии вывода из эксплуатации реакторов, исчерпавших эксплуатацион-

ный ресурс, решаются проблемы окончательной изоляции РАО.

Этап после 2030 года характеризуется продолжением по необходимости строительства ВВЭР, интенсивным наращиванием мощностей быстрых реакторов, началом строительства энерго-технологических комплексов с высокотемпературными реакторами.

Будет продолжена отработка элементов замкнутого топливного цикла в части минимизации потерь при переработке ОЯТ, изготовлении регенерированного топлива, сокращении длительности внешнего топливного цикла. Решаются проблемы трансмутации миорных актинидов либо непосредственно в действующих реакторах, либо в специальных реакторах-дожигателях, входящих в состав промышленных комплексов по переработке ОЯТ. Наряду с уран-плутониевым циклом будут разворачиваться работы по ториевому топливному циклу. Ториевый цикл позволит включить дополнительные ресурсы для компенсации возможного исчерпания ресурсов дешевого природного урана. Предлагается схема ториевого цикла: наработка урана-233 из тория в зонах воспроизводства быстрых реакторов с дальнейшим его использованием в ВВЭР и ВТГР.

К 2050 году предполагается, что доля атомного электричества в России составит около 45% всего объема электрогенерации, что потребует более глубокой адаптации АЭС к условиям энергетики России. Для быстрых реакторов, которые одновременно с выработкой электрической энергии производят новое топливо, присутствие в системе целесообразно сочетать с максимальным графиком нагрузки. Таким образом, большинство проблем регулирования мощности ляжет на тепловые реакторы, и будущие АЭС должны быть приспособлены к работе в замкнутом ядерном топливном цикле и к этим условиям.

Базовый сценарий предполагает интенсивное развитие всех производств атомного энергокомплекса, высокие темпы развития инновационных технологий и, с этой точки зрения, имеет достаточно высокие риски при реализации стратегии.

4. Экономика открытого и замкнутого топливных циклов: пообъектное сравнение и системный анализ

В работе [11] оценивалась топливная составляющая энергоблоков проекта АЭС-2006 (ВВЭР-1200), результат представлен на рисунке 2. Исходные данные (см. таблицу 1) в ценах 2009 года откорректированы в соответствии со спецификой ЯТЦ России (центрифужное обогащение и др.) с учетом эскалации цен на основные переделы ЯТЦ (2% в год до 2030 года) и инфляции (от 6,7% в 2010 года снижение до 2% в 2016 году и далее) без учета дисконтирования.

В настоящее время, пока природный уран не так дорог, центрифужное обогащение эффективно (особенно с учетом перехода на центрифуги нового поколения), а хранение ОЯТ не столь затратно, доказать экономическую эффективность перехода реакторов на МОХ-топливо и замыкание ЯТЦ не представляется возможным, тем более с учетом потери эффективного плутония-241 за счет радиоактивного распада и накопления долгоживущего америция, учитывая дороговизну и незэкологичность традиционных водных методов переработки ОЯТ, обращения с высокоактивными РАО, а также относительно дорогое изготовление

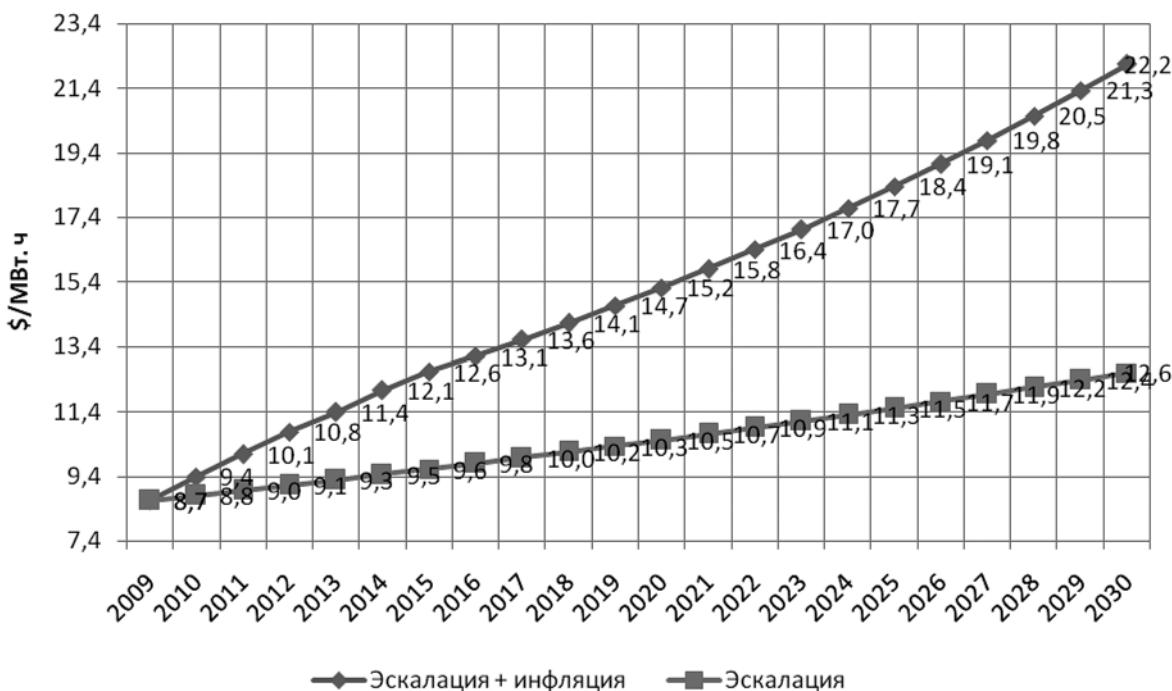


Рисунок 2. Динамика топливной составляющей проекта АЭС-2006 (ВВЭР-1200) для цикла 12 месяцев (содержание U^{235} в отвале 0,15%) [11]

МОХ-топлива. Причем любое усовершенствование уранового ЯТЦ приводит к отдалению экономически обоснованного перехода на МОХ-топливо. В то же время стало очевидно, что для обоснованного принятия решения по замкнутому ЯТЦ необходимо дополнительно рассмотреть усовершенствованные водные, сухие и комбинированные технологии переработки ОЯТ, новые методы изготовления регенерированного топлива, возможность перехода в замкнутом ядерном цикле в реакторах ВВЭР не на МОХ-топливо, а на топливо с полной загрузкой активной зоны вместо урана-235 ураном-233, накопленным с помощью термоядерного источника нейtronов (MIX-топливо) без понижения безопасности.

В российских условиях перевод реакторов типа ВВЭР на МОХ-топливо пока не обоснован: во-первых – предварительно рассмотрен только однократный рецикл, во-вторых – ухудшается ядерная безопасность реактора, в третьих – увеличиваются капитатраты в энергоблок, так как заранее при проектировании не учтена возможность работы в замкнутом ЯТЦ, и пр. В этих условиях представляется целесообразным построить новый крупный завод по производству MIX-топлива для реакторов ВВЭР, на котором ввести отдельную линию производства МОХ-топлива для запуска серии быстрых реакторов (БН). После пятого рецикла MIX-топлива в реакторах ВВЭР будет требоваться корректировка изотопного состава регенерированного урана с целью минимизации накопившихся изотопов урана-236 и урана-232 (такая технология сейчас прорабатывается).

С другой стороны, при организации замкнутого топливного цикла инновационные реакторные технологии способны сильно повлиять на потребление природного и регенерированного топлива и замедлить рост цены природного урана. Например, в настоящее время для реакторов типа ВВЭР с МОХ-топливом требуется содержание плутония порядка 8%, чтобы обеспечить

выгорание 60 ГВт·дней/т. В то же время известно, что переход к конструкциям с тесными решетками в этих же легководных реакторах позволяет поднять коэффициент конверсии до 0,8 (против 0,6 в современных реакторах) и соответственно понизить обогащение загружаемого топлива до 5%. Это в полтора раза уменьшает требуемый объем переработки ОЯТ. В современных реакторах затруднительно использовать регенирированное топливо после второго рецикла из-за накопления в нем большого количества Pu-240, однако разработка гетерогенного МОХ-топлива практически снимает и эту проблему. Ясно, что организация замкнутого топливного цикла требует разработки инновационных проектов реакторов, которые, опираясь на современные исследования, способны существенно смягчить требования к объемам перерабатываемого топлива и заметно улучшить экономику замкнутого ЯТЦ.

Кроме этого следует иметь в виду, что и вне реакторных технологий резервы замкнутого топливного цикла далеко не исчерпаны. Например, в настоящее время стоимость изготовления МОХ-топлива заметно превышает стоимость изготовления топлива из диоксида обогащенного урана. Вполне вероятно, что в перспективе, при переходе к «бездюным» технологиям, эти затраты должны сближаться.

Топливная составляющая стоимости производства атомной энергии в значительной степени зависит от стратегии и сценария развития атомной энергетики, а именно от темпов ее роста и структуры, от того, какой будет ЯТЦ – открытый или замкнутый, от требований, предъявляемых к предприятиям ЯТЦ и захоронению БАО.

Системные топливные затраты оценены для двух вариантов развития атомной энергетики: сценария на основе реакторов ВВЭР (замкнутый топливный цикл без быстрых реакторов) и базового варианта (ВВЭР, БР, ВТГР, БН). Принято, что цена на природный уран бу-



Рисунок 3. Прогноз изменения цен на природный уран в долларах США 2006 года

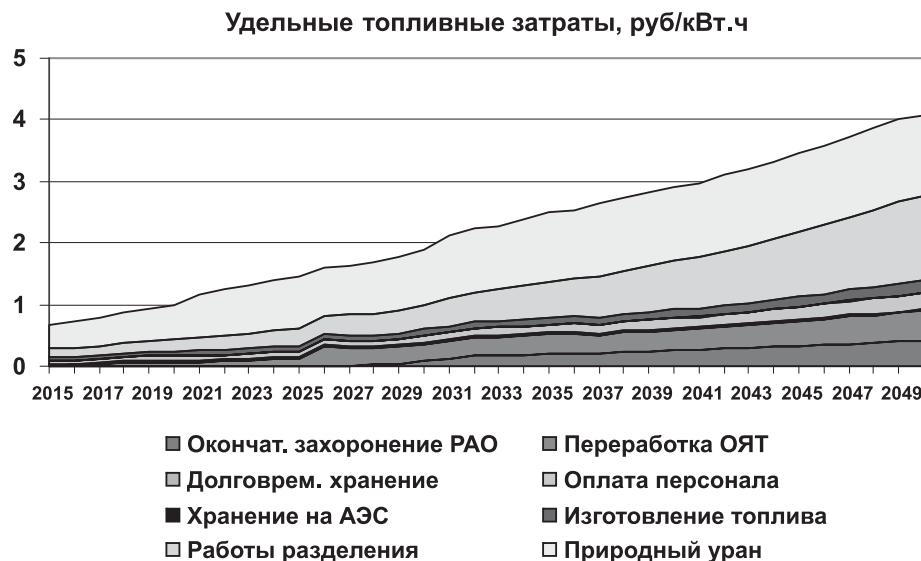


Рисунок 4. Удельные затраты и их структура для замкнутого ЯТЦ без быстрых реакторов

дет меняться так, как показано на рисунке 3, т.е. с учетом сокращения сырьевой базы рост цен на природный уран к 2015 году составит примерно 400 – 500 \$/кгU, а к 2020 году – более 700 \$/кгU. Принято также, что и другие компоненты структуры текущих затрат будут расти с темпом 5% в год, а стоимость переработки топлива составит около 2300 \$/кг в 2015 году и постепенно увеличится к середине века до 4600 \$/кг.

Текущие затраты для сценарного варианта, в котором рассматривается развитие без быстрых реакторов, представлены на рисунке 4.

Для базового сценария расчетные значения топливных затрат представлены на рисунке 5.

Сравнение двух вариантов замкнутого ЯТЦ по системным топливным затратам показывает, что базовый вариант, предусматривающий быстрые реакторы с расширенным воспроизводством топлива, имеет примерно в два раза меньшие топливные затраты по сравнению с вариантом, основанном на тепловых реакторах, что

обусловлено меньшим потреблением природного урана. Этот же вывод о преимуществе базового варианта в полной мере относится и к вариантам, когда рассматривается развитие быстрых реакторов без расширенного воспроизводства, требующим для своего развития значительные объемы природного урана.

Заключение

При прогнозируемой динамике цен на основные переделы ЯТЦ отдельных энергоблоков АЭС-2006 замкнутый уран-плутониевый ЯТЦ оказывается экономически неэффективным по сравнению с открытым урановым ЯТЦ. Это связано, с одной стороны, с относительно невысокими затратами на добчу природного урана, обогащение топлива с использованием центрифужной технологии и долговременное хранение отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) и, с другой стороны, с относительно большими затратами на переработку ОЯТ при использовании традиционных осво-

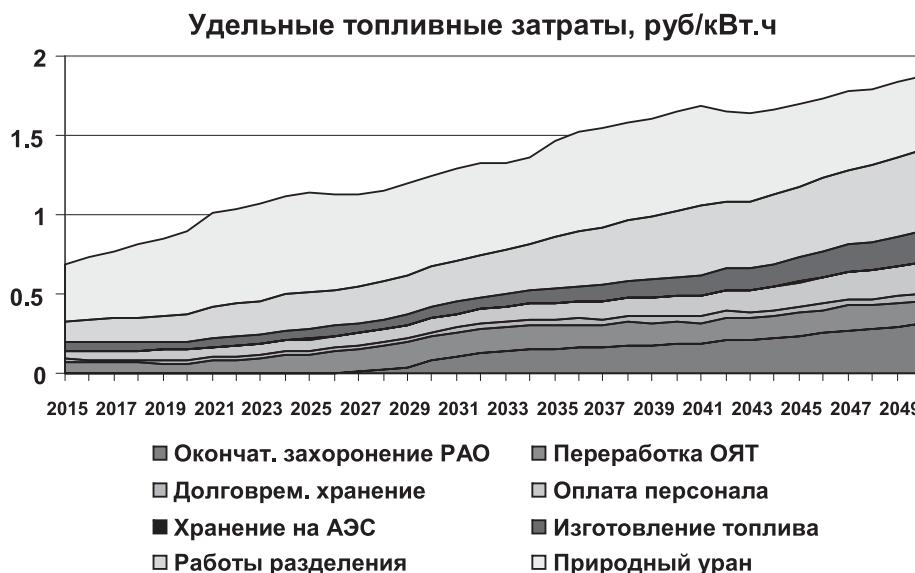


Рисунок 5. Удельные топливные затраты и их структура для базового варианта развития атомной энергетики

енных водно-экстракционных технологий, а также на изготовление твэлов и ТВС со смешанным оксидным уран-плутониевым (МОХ) топливом.

При рассмотрении атомной энергетики как системы связанных по топливу тепловых и быстрых реакторов замкнутый ЯТЦ в перспективе может оказаться более эффективным, чем открытый ЯТЦ. Это связано, с одной стороны, с необходимостью разработки новых дорогостоящих месторождений природного урана и строительства региональных хранилищ ОЯТ для открытого ЯТЦ, с другой стороны, с возможностью снижения удельных капиталовложений в новые проекты АЭС с быстрыми и тепловыми реакторами, перехода на новые более экономически и экологически эффективные технологии переработки ОЯТ, фабрикации ТВС и обращения с радиоактивными отходами (РАО) для замкнутого ЯТЦ.

Федеральная целевая программа «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010 – 2015 годов и на перспективу до 2020 года», утвержденная постановлением Правительства Российской Федерации от 03.02.2010 № 50, определяет основные направления НИОКР по созданию быстрых реакторов нового поколения и отработке неводных методов переработки ОЯТ и обращения с РАО.

При уточнении технико-экономических характеристик энергоблоков АЭС с перспективными быстрыми и тепловыми реакторами, предприятий по обращению с ОЯТ и РАО необходимо продолжить данное исследование с целью обоснования временного диапазона для массового ввода энергоблоков АЭС с тепловыми и быстрыми реакторами на уран-плутониевом топливе в замкнутом ЯТЦ.

Список литературы

1. Институту энергетических исследований – 25 лет, ИРЭИ РАН, Москва, 2010.

2. AFCI, 2007, *Advanced Fuel Cycle Cost Basis*; Shropshire, D.E., Williams, K.A. et al; Report INL/EXT- 07-12107; July 2007 (Датируемая весной 2007 года версия отчета размещена на сайте публикаций Idaho National Labo-

ratory: <http://www.inl.gov/technicalpublications/Search/Results.asp?ID=INL/EXT-07-12107>.

3. NEA, 1989, *Plutonium Fuel, an Assessment*, Organisation for Economic Cooperation and Development, Paris, France.

4. NEA, 1993, *The Cost of High-Level Waste Disposal in Geological Repositories, An Analysis of Factors Affecting Cost Estimates*, Organisation for Economic Cooperation and Development, Paris, France.

5. NIRAS/ONDRAF, 2000, ACTUA, No. 36-37, Belgium.

6. Charpin, J.M., Dessus, B. and Pellat, R., 2000, *Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire*, Rapport au Premier Ministre, Paris, France.

7. ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГИЯ. Экспертные оценки развития. Курчатовский институт 1949–2008 годы. Москва, ИздАТ, 2008, 215 с.

8. Чернилин Ю.Ф., Шаров Е.И., Шарапа Г.Л., Алексеев П.Н. Сопоставление экономики открытого и замкнутого ядерных топливных циклов в России. Доклад на семинаре «Переработка ядерного топлива, хранение и использование энергетического и оружейного плутония». Международный семинар 14-16 декабря 1992 г. Москва.

9. Шаров Е.И., Шарапа Г.Л., Дёмин В.Ф. Экономика и экологические ущербы открытого топливного цикла и рецикла ядерных энергоносителей. Доклад на семинаре «Накопление плутония в России: научно-технические, социально-экономические, экологические и политические аспекты». Международный семинар 27-28 апреля 1995 г. Москва.

10. Nuclear Energy Agency, the Economics of the Nuclear Fuel Cycle. OECD, Paris, 1985.

11. Отчет по теме «Разработка предпроектной документации для новых энергоблоков АЭС, включенных в Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, в части анализа и прогноза топливной составляющей стоимости электроэнергии», утвержденный генеральным директором ЗАО «Нуклид» А.А. Меньшиковым, 2009 г.

КОНЦЕПЦИЯ БЫСТРО-ТЕПЛОВОГО ПАРО-ВОДЯНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕАКТОРА (БТЭР)

Шаров Е.И., Полисмаков А.А.,
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Алексеев П.Н., Гришанин Е.И., Фонарев Б.И.,
РНЦ «Курчатовский институт»

1. Введение

В рамках разработки вариантов концепции Супер-ВВЭР предложен комбинированный (двухэтажный) быстро-тепловой паро-водяной энергетический реактор (БТЭР). Традиционные тепловые энергетические реакторы (типа ВВЭР, BWR, РБМК), охлаждаемые обычной или кипящей водой под давлением, отличаются разреженной решеткой твэлов, невысоким КПД и низким коэффициентом конверсии топлива.

Неплохо изучены быстрые реакторы с уран-плутониевым топливом и хорошо освоенными теплоносителями в виде пара или пароводяной смеси, которые при относительно высоких КПД и КВ отличаются сложностью подготовки теплоносителя на входе в активную зону. Например, в известном быстром реакторе, охлаждаемом перегретым паром, на входе в активную зону сухой насыщенный пар получается пропусканием через барботер перегретого пара на выходе из активной зоны. Для получения насыщенного пара приходится барботировать $\frac{1}{3}$ вырабатываемого перегретого пара, и только $\frac{1}{3}$ расхода теплоносителя направлять непосредственно на турбину [1].

С целью преодоления недостатков описанных выше реакторов предложена «двуэтажная» компоновка активной зоны в общем прочном корпусе. Внизу размещается типичная активная зона кипящего реактора (типа BWR): разреженная решетка твэлов с оксидным урановым топливом невысокого обогащения (до 5%) и циркониевой оболочкой; на входе в активную зону – горячая вода под давлением; на выходе из активной зоны пароводяная смесь. Выше по течению теплоносителя размещается уплощенная активная зона быстрого реактора, охлаждаемого пароводяной смесью: тесная решетка твэлов с оксидным уран-плутониевым топливом среднего обогащения; боковые и, возможно, торцевые экраны с оксидным обедненным урановым (ториевым) топливом и стальной оболочкой; на входе в активную зону – пароводяная смесь, поступающая из расположенного ниже кипящего реактора, на выходе – перегретый пар.

Тандемный эффект достигается взаимным спектральным влиянием быстрого и теплового реакторов в прилегающих переходных участках активных зон. Оптимизация эффектов реактивности достигается варьированием шага, обогащения топлива и высоты твэлов верхней и нижней частей секционированных по высоте ТВС и другими способами. Предложенная прямоточная схема движения теплоносителя предполагает на начальном этапе внедрения двухконтурную реакторную установку.

В разделе 3 приведены предварительные оценки некоторых нейтронно-физических характеристик БТЭР для одной из возможных конфигураций ТВС и твэлов.

При размещении циклонных сепараторов между верхним и нижним реакторами в этих сепараторах про-

исходит разделение жидкости и пара. Из сепараторов пар с влажностью порядка 1% поступает на вход в активную зону быстрого пароохлаждаемого реактора. После перегрева в нем пар может быть направлен непосредственно в турбину, т.к. после «досушки» влажного пара большая часть продуктов коррозии, содержащихся во влаге, осаждет на поверхности твэлов активной зоны быстрого пароохлаждаемого реактора, и в паротурбинную установку поступит пар приемлемой чистоты. Отсепарированная вода смешивается с питательной водой и насосами подается на вход активной зоны нижнего реактора. Переход в дальнейшем к одноконтурной схеме может привести к существенному снижению капитальных вложений в энергоблок АЭС по сравнению с первым вариантом.

При размещении сепараторов нижний реактор может быть трансформирован в быстрый кипящий реактор с уран-плутониевым топливом с тесной решеткой твэлов с боковыми и торцевыми зонами воспроизводства, что увеличит КВ [2]. Предложенное техническое решение обеспечивает высокий КПД, приемлемый уровень температуры оболочек твэлов быстрого пароохлаждаемого реактора и наилучшие характеристики воспроизводства для быстрых реакторов с легководным теплоносителем.

По данному концептуальному предложению подана заявка на изобретение.

В разделе 2 приведены результаты проработки конструкции и некоторые технико-экономические характеристики двухэтажного реактора.

2. Конструктивные особенности и основные технико-экономические характеристики двухэтажного быстрого реактора

Рассматриваемый двухэтажный реактор включает циркуляционные насосы, нижний кипящий реактор, циклонные сепараторы, и верхний пароохлаждаемый быстрый реактор. Из циклонного сепаратора пар с влажностью 1-2% поступает в верхний пароохлаждаемый реактор. В нем влага досушивается, а продукты коррозии остаются на поверхности твэлов. При очередной остановке и заливе обоих реакторов водой они отмываются.

Ядерный реактор на Рис.1 содержит прочный корпус 1, крышку 2 с верхними приводами регулирующих стержней 3, патрубок 4 для отвода пара, патрубок 5 подвода питательной воды. На днище прочного корпуса 1 размещены циркуляционные насосы 6 и нижние приводы регулирующих стержней 7, а внутри прочного корпуса 1 размещены:

- шахта 8 с опорной плитой 9 и собирающим коллектором 10,
- блок защитных труб (БЗТ) 11 с перепускными трубами 12,
- нижняя выгородка 13 с каналами для отвода отсепарированной воды 14,
- активная зона кипящего реактора 15, снабженная боковой зоной воспроизводства 16 и торцевыми зонами воспроизводства 17,
- сепарационный блок 18,
- активная зона 19 пароохлаждаемого реактора, снабженная боковой зоной воспроизводства 20 и торцевыми зонами воспроизводства 21,
- верхняя выгородка 22.

ТВС пароохлаждаемого быстрого реактора 19, приведенная на Рис.2, содержит тесную решетку стержневых твэлов 23. В верхней части ТВС пароохлаждаемого реактора 19 имеется головка 24 длястыковки с БЗТ 11 и хвостовик 25, которым она устанавливается в верхнее днище 29 сепарационного блока 18. Конструктивное устройство ТВС кипящего реактора 15 аналогично ТВС пароохлаждаемого реактора, приведенного на Рис.2. Отличие заключается в диаметрах стержневых твэлов.

Конструктивное устройство ТВС боковой зоны воспроизводства 16 и 20 идентично и изображено на Рис.3. В отличие от ТВС активной зоны кипящего и парового реактора ТВС боковой зоны воспроизводства имеет герметичный чехол 26, так как они охлаждаются теплоносителем, протекающим сверху вниз.

В обоих реакторах используется бесчехловые ТВС шестиугольного поперечного сечения, размещенные с шагом 236 мм, как в ВВЭР-1000. Конструктивной основой ТВС служат направляющие трубы, в которых размещаются поглощающие стержни. Диаметр трубы 12,8x0,8 мм, число трубок 19. Дистанционирование стержневых твэлов осуществляется решетками с шагом по высоте 250 мм. Материал трубок и решеток в ТВС кипящего реактора – цирконий, а в ТВС быстрого парового реактора – аустенитная сталь типа ЭИ847. Оба реактора имеют одинаковое количество ТВС активной зоны (121) и ТВС боковой зоны воспроизводства (42). Шаг твэлов в ТВС 12,88 мм.

Для снижения протечек теплоносителя по зазору между ТВС использовано следующее техническое решение. Опорная плита активной зоны и нижняя плита блока защитных труб выполняются из безникелевой нержавеющей стали (например, ЭП-450), имеющей коэффициент линейного расширения порядка 10×10^{-6} 1/градус, а днище ТВС и дистанционирующие решетки выполняются из аустенитной стали, имеющей коэффициент линейного расширения порядка 18×10^{-6} 1/градус. Такое техническое решение обеспечит большой зазор между ТВС в холодном состоянии и минимальный зазор в горячем состоянии. Например, для холодного состояния принимаем зазор между ТВС в холодном состоянии (30°C) 1 мм. При разогреве до номинальной температуры на входе в корпус реактора (350°C) зазор уменьшается до 0,5 мм. Для варианта с охлаждением паром высокого давления принимаем, что температура пара на входе в ТВС равна 347°C , а на выходе 550°C . Тогда зазор между ТВС уменьшается с 1 до 0,4 мм.

Таблетки торцевых зон воспроизводства конструктивно выполнены в общей трубке с таблетками активной зоны. Высота торцевых зон воспроизводства принята равной по 250 мм для обоих реакторов. ТВС боковой зоны воспроизводства выполнены с чехлом, так как они охлаждаются водяным теплоносителем, протекающим сверху вниз.

Ядерный реактор на Рис. 1 работает следующим образом. Питательная вода подается в патрубок 5 из паротурбинной установки (на чертеже не показана). Большая часть расхода холодного теплоносителя поступает в зазор между прочным корпусом 1 и шахтой 8. Небольшая часть расхода из верхней части корпуса реактора через перепускные трубы 12 в БЗТ 11 поступает в ТВС боковой зоны воспроизводства 20 пароохлаждаемого реактора 19 и далее в ТВС боковой зоны воспроизводства кипящего реактора 16. Затем вода поступает в собирающий коллектор 10, куда также сливается вода из сепарационного блока 18 через каналы 14.

Циркуляционные насосы 6 закачивают воду из собирающего коллектора 10 в пространство между днищем прочного корпуса 1 и опорной плитой 9. После смешения потоков с разной температурой теплоноситель, нагретый почти до температуры кипения, поступает на вход активной зоны кипящего реактора 15. На выходе кипящего реактора 15 получается пароводяная смесь, поступающая в циклонный сепарационный блок 18, в котором происходит разделение жидкости и пара. Пар с влажностью порядка 1% поступает на вход пароохлаждаемого реактора 19. В реакторе 19 пар перегревается до температуры 550°C . Далее перегретый пар поступает в БЗТ 11, который играет роль сборника горячего теплоносителя. Из БЗТ 11 перегретый пар поступает в турбину через патрубок 4 на прочном корпусе 1. Отсепарованная вода стекает через каналы 14 в собирающий коллектор 10 и далее циркуляционными насосами 6 закачивается в пространство под опорной плитой 10 и днищем корпуса 1.

Конструкция современных циклонных сепараторов обеспечивает на выходе пар с влажностью порядка 1%. При «досушке» влажного пара большая часть продуктов коррозии, содержащейся во влаге, осаждает на поверхности твэлов активной зоны пароохлаждаемого реактора 15. Поэтому в паротурбинную установку поступит пар приемлемой чистоты.

Пуск ядерного реактора происходит следующим образом. В исходном состоянии прочный корпус 1 реактора залит холодной водой. Разогрев осуществляется за счет мощности кипящего реактора 15, управление которого производится регулирующими стержнями 7, механические приводы которых размещены на днище прочного корпуса (или используются пневмоприводы без отверстий в днище корпуса). На выходе получается пар с влажностью порядка 1%. Этим паром разогревается паротурбинная установка. Затем осуществляется пуск пароохлаждаемого реактора 19, управление которым осуществляется регулирующими стержнями 3 с приводами, размещенными на крышке прочного корпуса. При этом параметры пара постепенно достигают проектных значений. Связь реакторов по нейтронам практически отсутствует во всех режимах.

Перегрузка реактора осуществляется при открытой крышке и температуре воды ниже 100°C . Сначала выгружается БЗТ 11, затем ТВС пароохлаждаемого реактора 19, затем извлекается верхняя выгородка 22, сепарационный блок 18 и ТВС кипящего реактора 15. Загрузка ТВС со «свежим» топливом производится в обратном порядке.

Выбор давления обусловлен в большей степени условиями охлаждения пароохлаждаемого реактора, поэтому давление принимается равным 160 бар (16 МПа). При таком давлении кипящий реактор был невыгоден, если он работает один в одноконтурной схеме. Оптимальное по КПД давление для него 80 бар. Но при совместной работе эти соображения отпадают, и для кипящего реактора принимается давление 16 МПа.

Температура пара на входе в пароохлаждаемый реактор по таблицам [3] равна 347°C , влажность принимаем равной 1%. Теплосодержание на входе будет равно:

$$2582,7 \times 0,99 + 1651,5 \times 0,01 = 2573,4 \text{ кДж/кг.}$$

Температуру перегретого пара принимаем равной 550°C , теплосодержание пара по таблицам [3] равно 3438 кДж/кг, приращение теплосодержания равно:

$$3438,0 - 2573,4 = 864,6 \text{ кДж/кг.}$$

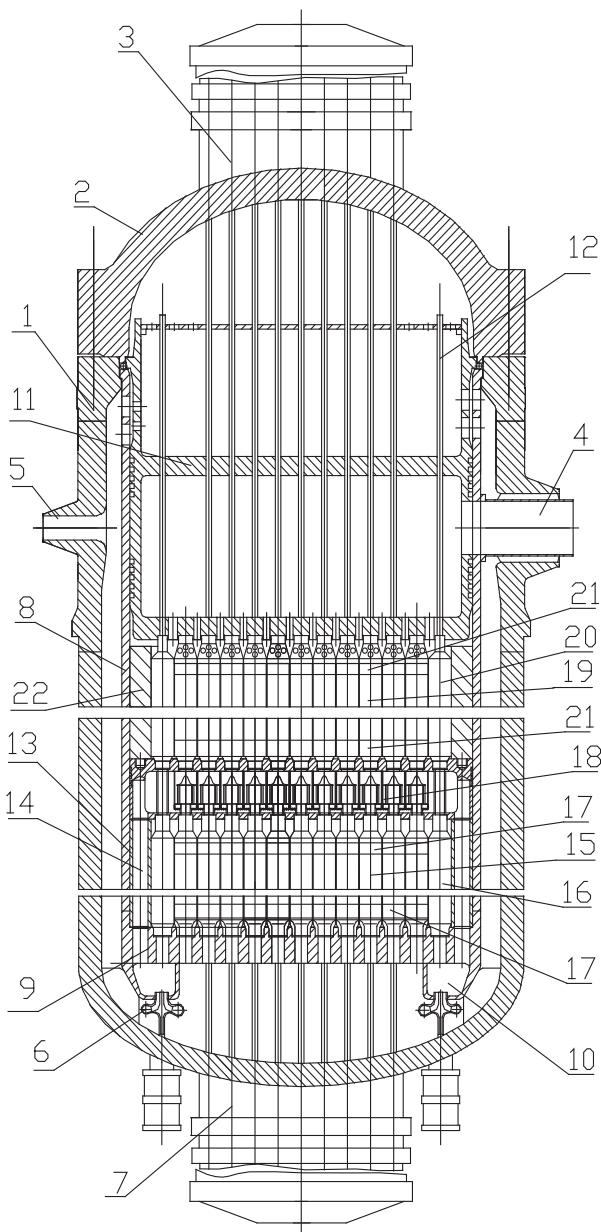


Рис. 1. Конструктивная схема двухэтажного реактора.
 1 — прочный корпус, 2 — крышка, 3 — верхние приводы, 4 — патрубок отвода пара, 5 — патрубок питательной воды, 6 — циркуляционные насосы, 7 — нижние приводы регулирующих стержней, 8 — шахта, 9 — опорная плита, 10 — собирающий коллектор, 11 — блок защитных труб (БЗТ), 12 — перепускные трубы, 13 — нижняя выгородка, 14 — каналы отвода отсепарированной воды, 15 — активная зона кипящего реактора, 16 — боковая зона воспроизведения, 17 — торцевые зоны воспроизведения, 18 — сепарационный блок, 19 — активная зона паро-охлаждаемого реактора, 20 — боковая зона воспроизведения, 21 — торцевые зоны воспроизведения, 22 — верхняя выгородка

Обычно в кипящий реактор подают воду недогретую на 7–8°C. Желательно, чтобы недогрев до кипения был минимальным, чтобы вода подавалась при температуре насыщения, т.е. 347°C. В двухэтажном реакторе это, по-видимому, возможно осуществить. Оба реактора имеют боковые зоны воспроизведения. При последовательном их охлаждении сверху вниз можно на выходе получить пароводяную смесь, которая обеспечит догрев воды на входе до температуры насыщения. Следовательно, принимаем, что температура воды на входе в кипящий реактор равна 347°C. Характеристики кипящего реактора при высоком давлении приняты следующие: паросодержание на выходе $x=32\%$, теплосодержание на выходе кипящего реактора равно $1651,3x0,68+2582,7x0,32=1949,4 \text{ кДж/кг}$.

Принимаем, что электрическая мощность равна 1000 МВт, КПД паротурбинной установки с принятymi параметрами равен 45% [3], следовательно, тепловая мощность реактора равна 2220 МВт.

Соотношение расходов теплоносителя через верхний и нижний реакторы рассчитывается по формуле:

$$G_{II} = G_K (x + 0,01).$$

где:

x — паросодержание на выходе нижнего кипящего реактора,

0,01 — влажность пара.

Мощность верхнего пароохлаждаемого реактора рассчитывается по следующей формуле:

$$N_{II} = G_{II} \cdot \Delta P = G_K \cdot (x + 0,01) \cdot \Delta P$$

Мощность нижнего кипящего реактора равна $N_k = \Delta K \cdot G_k$, а отношение мощностей равно $N_{II}/N_k = (x+0,01)/\Delta P/\Delta K$.

Здесь G_{II} и ΔP расход пара и приращение теплосодержания в паровом реакторе, ΔK и G_k приращение теплосодержания и расход теплоносителя кипящего реактора. Отношение мощностей равно:

$$\frac{N_{II}}{N_k} = (x+0,01) \frac{\Delta P}{\Delta K} = \\ (0,32+0,01) \frac{864,6}{297,9} = 0,957.$$

Таким образом, мощности верхнего и нижнего реакторов примерно равны. Результаты расчета сведены в таблицу 1.

Из таблицы 1 видно, что для принятых параметров теплоносителя кипящий реактор должен иметь примерно 50% суммарной мощности двухэтажного реактора. Расход теплоносителя оказался практически одинаковым. Средняя плотность кипящего теплоносителя равна 413 кг/м^3 , парового теплоносителя $77,5$. Целесообразно иметь примерно одинаковый перепад давлений в обоих реакторах. Поэтому проходное сечение в ТВС парового реактора должно быть увеличено в отношении $(413/77,5)^{0,33} = 1,7$ раза по сравнению кипящим реактором.

3. Некоторые нейтронно-физические характеристики БТЭР

Нейтронно-физические исследования были проведены с использованием комплекса Structure—UNK. Групповые константы для нейтронно-физического анализа состояния реактора и моделирования процесса изменения изотопного состава рассчитываются программой UNK [5]. Программа UNK предназначена для расчета элементарной ячейки или кассеты активной зоны с подробным расчетом спектра нейтронов и выгорания топлива. Расчет кассеты реактора выпол-

Таблица 1. Параметры теплоносителя и характеристики активных зон

Наименование характеристики	Нижний кипящий реактор	Верхний паро-охлаждаемый реактор
Давление, МПа	16	16
Температура на выходе, °С	347	550
Температура на входе, °С	347	347
Паросодержание на входе, %	0	1
Паросодержание на выходе, %	32	-
Теплосодержание на входе, кДж/кг	1651,5	2573,4
Теплосодержание на выходе, кДж/кг	1949,4	3438,0
Приращение теплосодержания, кДж/кг	Δκ=297,9	Δπ=864,6
Доля мощности кипящего реактора, %	0,511	0,489
Удельный объем насыщенной воды, м ³ /кг	0,00171	
Удельный объем насыщенного пара, кг/м ³	0,00933	
Плотность теплоносителя на входе, кг/м ³	584,8	108,0
Плотность теплоносителя на выходе, кг/м ³	240,7	46,9
Тепловая мощность, МВт	1134	1086
Расход теплоносителя, кг/с	3808	1256
Число ТВС активной зоны	121	121
Число ТВС БЗВ	42	42
Шаг ТВС, мм	236	236
Число направляющих труб в ТВС	19	19
Число твэлов в ТВС активной зоны	312	312
Толщина оболочки твэла, мм	0,8	0,75
Высота активной зоны, мм	1000	1000
Высота торцевых зон воспроизводства, мм	250	250
Размер под ключ ТВС боковой зоны воспроизводства (БЗВ), мм	235	235
Число твэлов в БЗВ	217	217
Диаметр твэла БЗВ, мм	14,2x0,6	14,2x0,6
Диаметр таблетки БЗВ, мм	12,9	12,9
Толщина наружного чехла ТВС БЗВ, мм	1	1

няется методом характеристик или методом вероятности первых столкновений для произвольной (в плане) геометрии ячейки или кассеты реактора. В программе UNK проводится расчет выгорания более чем для 300 изотопов (включая продукты деления), это обеспечивает моделирование процесса выгорания топлива без использования "эффективного осколка". Библиотека нейтронно-физических сечений различных изотопов полностью сгенерирована из файлов ENDF/B.

Основная библиотека содержит 89 групповых сечений (24 группы в области замедления от 14,5 Мэв до 2,15 эв и 65 групп в области термализации нейтронов). Особенностью программы UNK является детальный расчет спектра нейтронов в резонансной области энергий, что достигается использованием большого числа энергетических микрогрупп (до ~7000) и мелкогруппового представления групповых сечений тяжелых ядер. В тепловой области микро-группы не используются и расчет проводится для основного энергетического разбиения.

Программа Structure [6] используется для решения в групповом приближении уравнения переноса нейтронов в двумерной и трехмерной геометрии критических

сборок, а также топливных кассет отечественных и зарубежных энергетических реакторов. В основе работы программы находится PS_n-метод расчета функции плотности потока нейтронов.

PS_n-метод представляет собой синтез метода вероятности первых столкновений (P_{ij}-метод) и метода дискретных ординат (S_n-метод) [7]. По аналогии с методом дискретных ординат, на границах расчетной ячейки угловое распределение функции плотности потока нейтронов представляется в дискретном виде (п угловых направлений). В пределах каждого углового направления функция плотности потока нейтронов принимается постоянной. Коэффициенты уравнения, ответственные за перенос нейтронов с одной границы на другую, а также из объема на границу в каждом угловом направлении рассчитываются на основе балансных соотношений метода вероятности первых столкновений. Вытекающие из ячейки токи на границе j в пределах углового направления k выражаются через втекающие в ячейку токи с использованием уравнения связи:

$$J_{jk}^- = \sum_i \sum_l \alpha_{ij}^{l \rightarrow k} J_{il}^+ + \beta_{jk} (\Sigma_s \Phi + Q)$$

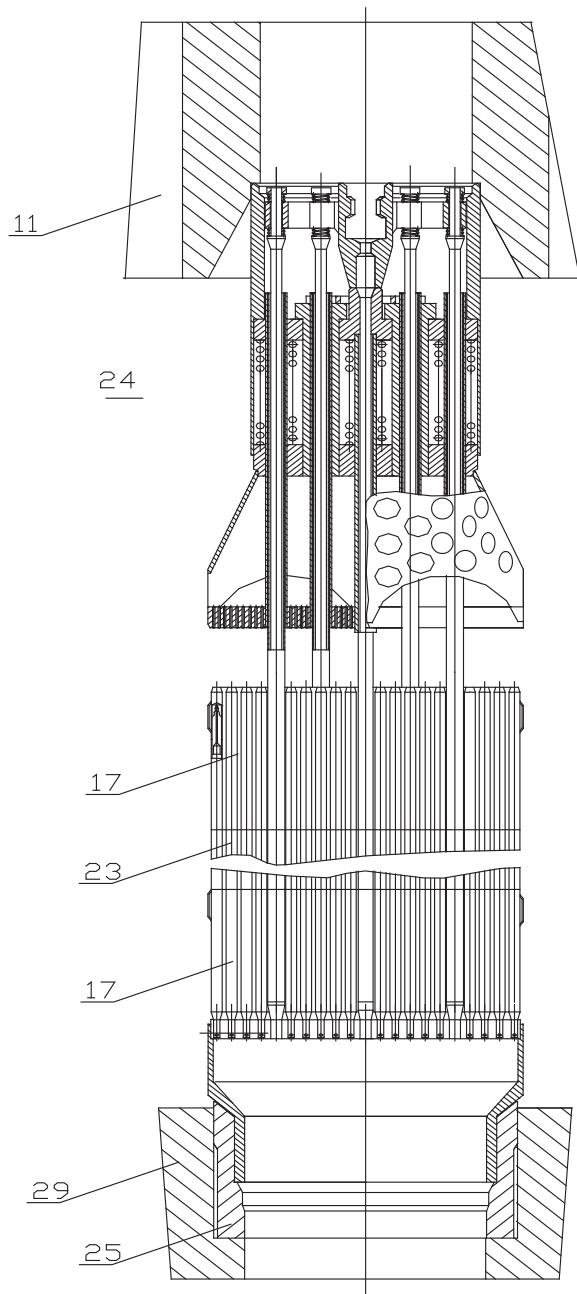


Рис. 2. ТВС активной зоны пароохлаждаемого реактора.
23 — тесная решетка стержневых твэлов, 17 — торцевая зона воспроизведения, 24 — головка для стыковки с БЗТ 11, 25 — хвостовик, которым она устанавливается в верхнее днище 29 сепарационного блока 18.

где:

J_{jk}^- , J_{jk}^+ — односторонние токи, вытекающие и втекающие в ячейку в пределах углового направления к грани j ;

Σ_T , Σ_S — полное макросечение взаимодействия нейтронов и макросечение рассеяния нейтронов в ячейке;

$$\Phi = \frac{1}{4\pi} \int_{4\pi} \varphi(\vec{r}, \vec{\Omega}) d\vec{\Omega}$$

— усредненная по всем угловым

направлениям плотность потока нейтронов в ячейке;

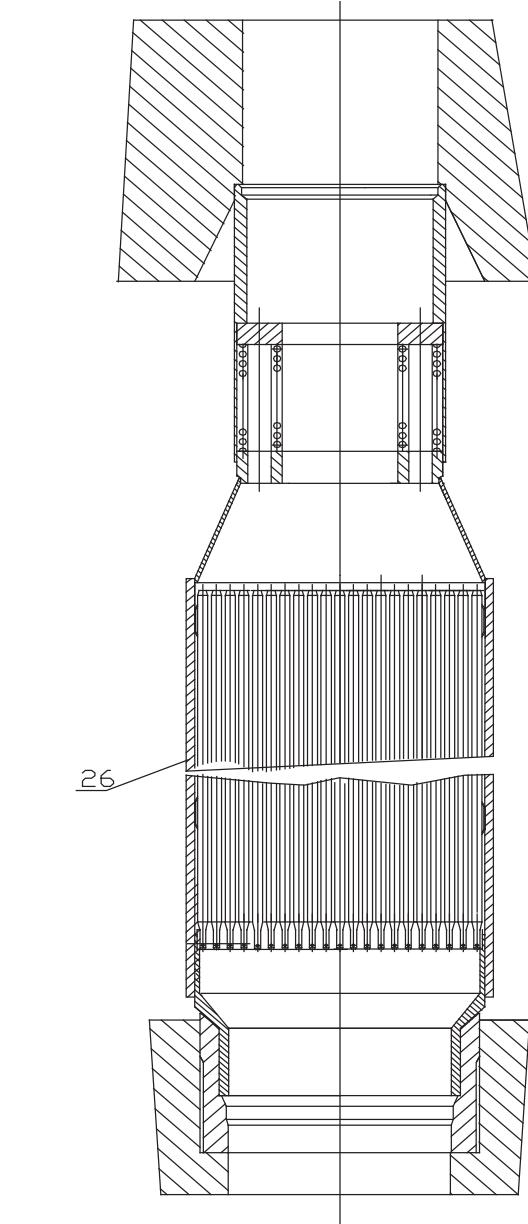


Рис. 3. ТВС зоны воспроизведения пароохлаждаемого реактора, 26- наружный шестигранный чехол.

$$Q = \frac{1}{4\pi} \int_{4\pi} q(\vec{r}, \vec{\Omega}) d\vec{\Omega}$$

— усредненная по всем угловым

направлениям плотность внешних источников, а также источников нейтронов за счет деления и перевода нейтронов из группы в группу при рассеянии;

V_i , S_i — объем и площадь граничных поверхностей ячейки;

$\alpha_{ij}^{l \rightarrow k}$ — вероятность нейтрону, влетевшему в ячейку через i -границу в l -ом угловом направлении, вылететь через j -границу в k -ом угловом направлении;

β_{jk} — вероятность нейтрону, изотропно родившемуся в объеме ячейки, покинуть ее без столкновения через j -границу в k -ом угловом направлении.

Вычисленные на предыдущей итерации значения односторонних токов используются для получения потоков нейтронов в расчетных ячейках по следующей формуле:

$$\Phi = \frac{Q(V - \sum_j \sum_k \beta_{jk} S_j) + \sum_j \sum_k J_{jk}^+ (S_j - \sum_i \sum_l \alpha_{ji}^{k \rightarrow l} S_i)}{\Sigma_{\text{TOT}} V - \Sigma_S (V - \sum_j \sum_k \beta_{jk} S_j)}$$

Исходные данные для нейтронно-физических расчетов приведены в Таблице 2.

Таблица 2. Свойства ядерного топлива

Нижний/ Верхний реактор	Нижний кипя- щий реактор	Верхний паро- охлаждаемый реактор
Вид топлива	UO ₂	UO ₂
Обогащение по ²³⁵ U, %	4,5 – 6,0	10-20
Плотность топлива, г/см ³	10,3	10,3
Внешний диаметр то- пливного блока	Выбирается исходя из расчетных результатов	
Диаметр внутреннего отверстия	Отсутствует	Отсутствует

Как показано в работе [8], основными факторами, влияющими на величину начальной надкритичности и на глубину выгорания топлива по запасу реактивности в реакторах с водяным замедлителем, являются резонансное поглощение нейтронов на ядрах ²³⁸U и поглощение тепловых нейтронов в замедлителе. Влияние обоих указанных факторов регулируется соотношением ядер водорода и тяжелых металлов в активной зоне. В следующей таблице 3 приведены значения отношения ядер водорода и урана верхнего и нижнего реакторов для различных значений внешнего диаметра твэл с учетом теплогидравлических параметров из таблицы 1 и с условием, что толщина оболочки твэл составляет 0,8 мм для диаметра твэл 1,2 см.

Таблица 3. Соотношение ядер водорода и урана верхнего и нижнего реакторов для различных значений внешнего диаметра твэлов.

Внешний диаметр твэла, см	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Верхний паро- охлаждаемый реактор	1,14	0,73	0,48	0,31	0,19	0,11
Нижний кипя- щий реактор	6,09	3,90	2,54	1,65	1,03	0,59

Примем, что обогащение по изотопу ²³⁵U для нижнего кипящего реактора составляет 4,5-6%, а для верхнего

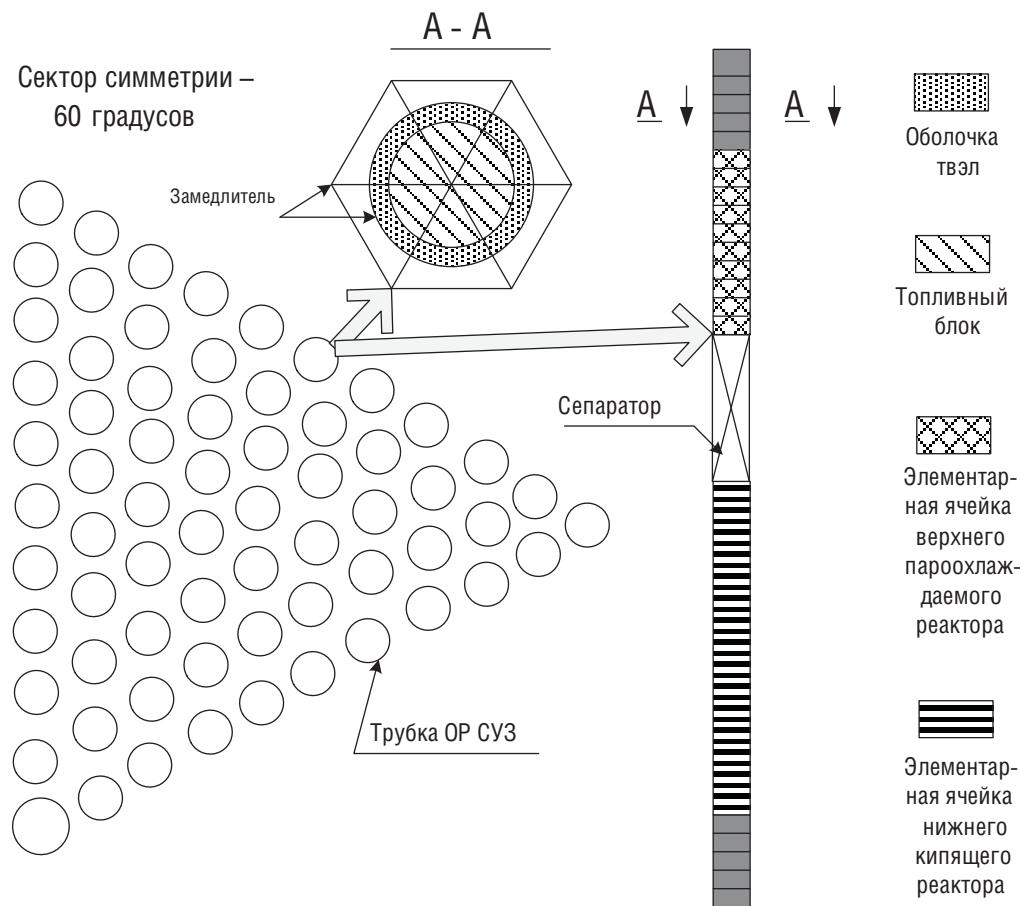


Рис. 4. Схема дискретизации ТВС при проведении нейтронно-физических расчетов

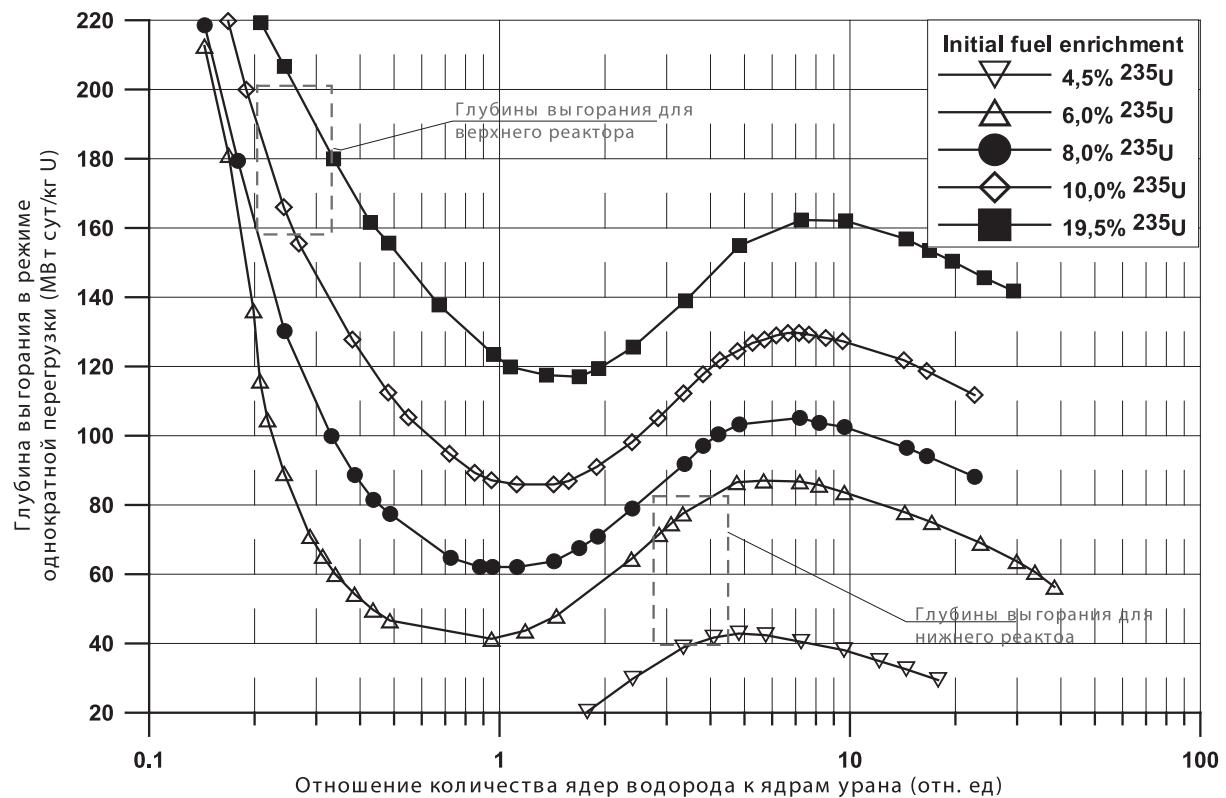


Рис. 5. Глубина выгорания в зависимости от начального обогащения и водородо-уранового отношения

паро-охлаждаемого реактора – 10–20%, тогда из Рис.5 можно оценить верхний предел возможных глубин выгорания.

В режиме однократной перегрузки для нижнего реактора при внешнем диаметре твэлов нижнего кипящего реактора 0,8–0,9 см доступны глубины выгорания в диапазоне 40 – 60 МВт сут/кг U, а для верхнего паро-охлаждаемого реактора при внешнем диаметре твэлов в диапазоне 1,0 – 1,1 возможны глубины выгорания 160 – 200 МВт сут/кг U. Здесь следует отметить, что указанные величины приведены в условиях отсутствия утечки нейтронов из реактора и без учета ограничений, накладываемых на работоспособность твэлов термомеханическими и радиационными процессами.

Для выбранного варианта нижнего реактора были оценены температурный и мощностной эффекты реактивности, а также эффект реактивности при стационарном отравлении реактора ^{135}Xe и ^{149}Sm (см. Таблицу 4). Ксеноновый и самарийевый эффекты были оценены изменением Кэфф при полном удалении ^{135}Xe и ^{149}Sm , соответственно, из активной зоны.

Мощностной эффект реактивности оценен при изменении температуры топлива, рассчитанной в ходе комплексного нейтронно-физического и теплодидравлического расчета до средней температуры теплоносителя в реакторе. Средняя температура теплоносителя в реакторе равняется 286 °C. Температурный эффект реактивности был оценен изменением эффективного коэффициента реактивности эквивалентной ячейки нижнего кипящего реактора при уменьшении

температуры активной зоны со средней температурой теплоносителя в активной зоне до 20 °C.

Таблица 4. Эффекты реактивности нижнего кипящего реактора в сравнении с реактором типа BWR, %(1/K_{эфф})

Тип реактора	Нижний кипящий реактор	BWR
Эффект отравления реактора	2,1	2,8
Температурный эффект	4,2	4,5
Мощностной эффект	0,4	1,1
На выгорание	9,0	10,0

В таблице 5 для верхнего пароохлаждаемого реактора приведены эффекты реактивности в сравнении с эффектами реактивности типичного БН.

Таблица 5. Эффекты реактивности верхнего пароохлаждаемого реактора в сравнении с реактором типа БН, %(1/K_{эфф})

Тип реактора	Верхний пароохлаждаемый реактор	БН-600
Эффект отравления реактора	0,1	—
Температурный эффект реактивности	0,9	0,5
Мощностной эффект	1,1	1,0

4. Заключение

Предлагаемое техническое решение позволяет радикально усовершенствовать легководную реакторную технологию с точки зрения технико-экономических характеристик, включая воспроизведение ядерного топлива. Особенностью двухэтажного реактора является размещение приводов СУЗ на крышке и на днище корпуса реактора, а также перегрузка нижнего реактора при полностью выгруженном верхнем реакторе.

Основные технико-экономические преимущества двухэтажного быстрого реактора, охлаждаемого водяным теплоносителем, обусловлены следующими факторами. По сравнению с реакторными установками типа ВВЭР в предлагаемой установке отсутствуют парогенераторы, компенсатор давления, борная система компенсации реактивности при работе на мощности. Уменьшение количества оборудования позволяет также существенно уменьшить габариты защитной оболочки.

Двухэтажный быстрый реактор имеет КПД порядка 45%. Поэтому удельный расход «свежих» ТВС (в двух реакторах) сокращается почти в 1,5 раза. Соответственно количество ОЯТ сокращается также в 1,5 раза. Сброс тепла в окружающую среду снижается на 40% с 2000 МВт для ВВЭР-1000 до 1200 МВт. Соответственно снижаются капитальные затраты на сооружение системы внешнего охлаждения. В турбоустановке используется стандартная турбина, стоимость которой примерно в 2 раза меньше по сравнению с турбиной насыщенного пара. Оцененное снижение капитальных затрат составляет 20%.

Предложенное техническое решение обеспечивает высокий КПД, приемлемый уровень температуры оболочек твэлов пароохлаждаемого реактора, приемлемый уровень радиационной безопасности по радиоактив-

ным продуктам коррозии и наилучшие характеристики воспроизведения среди известных по литературе концепций быстрых реакторов с легководным теплоносителем.

5. Список литературы

1. Д.Д. Калафати, Т.Д. Щепетина, В.Н. Серебряников. Анализ характеристик пароохлаждаемого реактора на быстрых нейтронах. “Теплоэнергетика”, №4, 1984, с. 58-60.
2. В. Пивоваров. Одноконтурный кипящий реактор для замкнутого топливного цикла. Журнал «Росэнергоатом», №9, 2009, с. 37-41.
3. А.А. Александров, Б.А. Григорьев. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. М: Издательство МЭИ, 1999, с.168.
4. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник под редакцией В.А. Григорьева и В.М. Зорина, М: ЭНЕРГОИЗДАТ, 1982, с. 326.
5. Н.И. Белоусов, В.Д. Давиденко, В.Ф. Цибульский. Программа UNK для детального расчета спектра нейтронов в ячейке ядерного реактора. Препринт ИАЭ-6083/4, Москва, 1998.
6. А.А. Полисмаков, А.В. Чибиняев. Использование PSn-метода для расчета гетерогенных систем. Программа Structure. Тезисы доклада на семинаре “Нейтроника-2001”, Обнинск, 2002.
7. А.В. Чибиняев, В.Ф. Цибульский. Балансный метод решения уравнения переноса с дискретным представлением угловой зависимости потока нейтронов (PSn-метод). Препринт ИАЭ-4988/4. Москва, 1989.
8. Zh. Xu, M.J. Driscoll, M.S. Kazimi. Neutron spectrum effect on burnup, reactivity, and isotopics in $\text{UO}_2/\text{H}_2\text{O}$ lattices. Nuclear science and engineering 141, 175-189 (2002).

Секция 3

Экономика атомной энергетики

ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ ПЛАНОВ. КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ

Виханский Н.И.
Госкорпорация «Росатом»

В современных быстроменяющихся рыночных условиях *долгосрочное финансово-экономическое планирование* приобретает актуальность в оценке и принятии управленческих решений, направленных на развитие компании. В течение последних лет формируются и изменяются правила функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ). Процесс формирования нормативной базы еще не закончен (2010 год), и до конца не сформирована целевая модель ОРЭМ. Но основной вектор развития в электроэнергетики задан - рыночные условия ценообразования приходят на смену государственному регулированию.

Внешние факторы развития заставляют смещать акценты экономической деятельности в сторону долгосрочного планирования. Применять инструменты долгосрочного моделирования, позволяющие адекватно оценивать финансовые возможности ОАО «Концерн Росэнергоатом» и прогнозировать инвестиционные источники на долгосрочный период. Но в первую очередь необходима оценка конкурентоспособности новых атомных мощностей, так как только фактор конкурентоспособности позволяет ответить на вопрос экономической обоснованности приоритетного развития атомной генерации, а также объяснить те преференции для атомной генерации, которые предусмотрены в ближайшие годы в правилах функционирования ОРЭМ.

Рыночное ценообразование и государственное регулирование

С 2011 года вводится модель долгосрочного рынка мощности (далее – ДРМ), призванная решить ряд задач, важных как для развития электроэнергетики, так и для экономики страны в целом. К таким задачам относятся:

- обеспечение долгосрочной надежности – предупреждение дефицита в энергосистеме;
- минимизация совокупной стоимости электроэнергии и мощности для потребителей;
- формирование наиболее эффективной структуры генерации;
- формирование региональных ценовых сигналов для развития генерации, потребления и сетей; повышение инвестиционной привлекательности отрасли через обеспечение долгосрочных гарантий поставщикам;
- стимулирование инвестиций в создание и модернизацию основных фондов.

С началом функционирования ДРМ регулируемые тарифы на электроэнергию и мощность более не будут устанавливаться, а весь продаваемый объем электроэнергии и мощности будет поставляться на сводный рынок. Исключением является объем потребления электроэнергии и мощности населением, для которого сохранится регулирование ценовых параметров.

Выход постановления правительства РФ №89 «О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)» в совокупности с постановлением правительства № 238, утверждающим ценовые параметры долгосрочного рынка мощности, полностью определяют правила функционирования долгосрочного рынка мощности.

Согласно постановлению правительства РФ №89 **атомная генерация имеет некоторые преференции**, которые устанавливаются следующими методическими указаниями:

- порядок определения размера денежных средств, необходимых для финансирования строительства (реконструкции, модернизации) генерирующих объектов атомных станций и гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и определения соответствующей составляющей цены на мощность, поставляемую в 2011 и 2012 годах на оптовый рынок электрической энергии (мощности) с использованием указанных генерирующих объектов;
- порядок определения цены на мощность вводимых в эксплуатацию новых атомных станций и гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций), предусматривающий окупаемость инвестиций в течение 25 лет с учетом установленной нормы доходности;
- методические указания по определению размера денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и гидроэлектростанций.

По сути, вышеуказанные методические указания являются инструментом государственного регулирования и направлены на решение особой задачи, стоящей перед Госкорпорацией «Росатом» и ОАО «Концерн Росэнергоатом» - увеличение доли электроэнергии в балансе электропотребления страны, производимой атомной генерацией, при абсолютном сохранении условия безопасной эксплуатации.

Безусловно, решение вышеуказанной задачи должно выполняться при условиях:

- экономической эффективности инвестиций в сооружение новых атомных энергоблоков с учетом доходности и окупаемости;
- финансирования инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом» с 2016 года за счет собственных и заемных средств (в соответствии с Программой деятельности Госкорпорации «Росатом» на долгосрочный период (2009 – 2015 годы) бюджетное

финансирование сооружения новых энергоблоков предусмотрено до 2015 года).

Выполнение указанных условий возможно тогда и только тогда, когда новые АЭС конкурентоспособны по отношению к новой тепловой генерации, которая в свою очередь является ценообразующей.

Конкурентоспособность атомной генерации

В электроэнергетической отрасли бытует мнение, что высокая удельная стоимость сооружения новых АЭС делает неконкурентоспособным атомную генерацию, а предусмотренные в правилах функционирования ОРЭМ преференции тому подтверждение.

Проведем сравнительный анализ конкурентоспособности новой атомной генерации по отношению к новым тепловым генерирующими объектам. Анализ производится при следующих условиях:

- Для сравнительного анализа выбраны типовой энергоблок АЭС 2006, установленной мощностью 1150 МВт и парогазовая установка (ПГУ) мощность 410 МВт.
- Стоимость капитальных вложений для энергоблока АЭС определена на уровне 84,8 тыс. руб./кВт, что соответствует стоимости сооружения двублочной АЭС общей мощностью 2300 МВт – 195 млрд. руб.; для блока ПГУ на уровне 47 тыс. руб./кВт, что соответствует текущим рыночным предложениям 1500-1700 долл. США за 1 кВт.
- Затраты на эксплуатацию блока ПГУ 80 тыс. руб./МВт, энергоблока АЭС 180 тыс. руб./МВт.
- Инвестиционные требования к блоку ПГУ в соответствии с условиями договоров о предоставлении мощности: ставка доходности – 14%, срок окупаемости с учетом доходности – 15 лет.
- Сравнительный анализ производился в пересчете на 1 МВт установленной мощности в ценах базового года для сравнимости показателей.
- Ценообразующим является блок ПГУ.

Анализ чувствительности проводился по двум факторам: стоимость сооружения и стоимость газа. Результаты анализа приведены в таблицах №1 и №2.

Таблица 1. Анализ чувствительности внутренней нормы доходности АЭС от цены на газ.

Стоимость газа	руб./1000 м3	3000	4000	6000
Полная с/с ПГУ / Средневзвешенная цена на э/э	руб./МВт*ч	2 564	2 761	3 154
Внутренняя норма доходности проекта АЭС (IRR)	%	14,9%	16,3%	19,1%

Таблица 2. Анализ чувствительности внутренней нормы доходности АЭС от стоимости сооружения.

Полная с/с ПГУ / Средневзвешенная цена на э/э	руб./МВт*ч	2 564	2 564	2 564	2 564	2 564
Стоимость строительства АЭС	тыс. руб./кВт	84,80	89,0 (+5%)	93,3 (+10%)	97,5 (+15%)	101,8 (+20%)
Внутренняя норма доходности проекта АЭС (IRR)	%	14,9%	14,2%	13,5%	12,9%	12,4%

Как показывают проведенные расчеты, цена, формируемая ПГУ (2 564 руб./мВт*ч), позволяет энергоблоку АЭС получать доходность 14,9% (IRR), а при требуемой норме доходности в 14 % окупаться в течение 22 лет.

Сравнительная экономическая эффективность энергоблока АЭС достаточно чувствительна к стоимости сооружения. Если стоимость сооружение энергоблока АЭС увеличится на 10% в базовых ценах (до 93,3 тыс. руб./кВт) доходность снизиться до 13,5%, соответственно при требуемой норме доходности в 14 % вложения не окупаются.

С другой стороны, с ростом цен на газ экономическая эффективность энергоблока возрастает. Например, увеличение цены на газ с 3 до 4 тыс. руб. за 1000 куб.м. может компенсировать 10 % рост стоимости сооружения.

Таким образом, к моменту, когда доля новой тепловой генерации относительно действующей генерации возрастет, ценовых сигналов на свободном рынке будет достаточно для полноценной экономической эффективности и окупаемости новых атомных мощностей. До тех пор, пока атомная генерация развивается опережающими темпами относительно тепловой генерации, а свободные цены сдерживаются нерыночными механизмами, будет существовать необходимость в дополнительных преференциях, предусмотренных в правилах функционирования ОРЭМ на 2011 и 2012 годы.

СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ ОБРАЩЕНИЯ С РАО КАК БИЗНЕС-НАПРАВЛЕНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»

Ракитская Т.Г.

НП «Межотраслевой комитет по корпоративным инновациям»

Введение

В связи с подготовкой к принятию Закона «Об обращении с РАО» в ОАО «Концерн Росэнергоатом» в сентябре 2009г. был начат Проект «Создание системы обращения с РАО как бизнес-направление деятельности Концерна». Основным аргументом запуска Проекта являлось существенное ухудшение экономики Концерна в условиях перехода к концепции захоронения РАО. Дело в том, что Концерн является конечным звеном цепочки стоимости в атомной энергетике и, фактически, в себестоимости энергии Концерн будет вынужден учесть расходы на захоронение не только эксплуатационных РАО, но также РАО при производстве топлива, РАО при обращении с отработавшим топливом, РАО от вывода из эксплуатации и накопленных РАО.

Первоначально целью Проекта было создание в течение 2010-2012гг. системы управления обращением с РАО АЭС, основанной на экономических оценках/расчетах и обеспечивающей финансовую устойчивость при переходе к новым условиям хозяйствования.

Однако уже при разработке концепции будущей системы обращения с РАО АЭС стало очевидно, что значительного сокращения расходов переходного периода и конкурентоспособный уровень затрат на РАО АЭС не удастся обеспечить, не решив ряд системных вопросов, а именно:

- создание современной инженерной инфраструктуры,
- формирование законодательной и нормативной базы,
- разграничение ответственности между производителями РАО и государством,
- привлечения частных инвестиций,
- разработки порядка финансового учета и налогообложения,
- определения политики в области публичной отчетности, и т.д.

В конце 2009г. было принято решение о реализации Проекта Концерна как pilotного проекта Программы создания Единой государственной системы обращения с РАО (ЕГС РАО). Программа создания ЕГС РАО рассматривается как совокупность граничных условий при проектировании будущей системы обращения с РАО АЭС, а финансово-экономические аспекты - как определяющие для руководства Концерна при выборе облика будущей системы и механизма ее создания.

Кратко общую идею проекта можно сформулировать в виде двух групп взаимодополняющих принципов – принципов государственной целесообразности и принципов корпоративной эффективности.

Принципы государственной целесообразности:

- 1) производитель платит за все стадии обращения, включая захоронение,
- 2) стоимость захоронения является регулируемой (тариф), чтобы обеспечить безопасность захоронения РАО в долгосрочной перспективе;
- 3) регулярные производители РАО должны участвовать в финансировании объектов инфраструктуры и модернизации технологий.

Принципы корпоративной эффективности:

в ЕГС РАО должен быть реализован контрактный принцип «заплатил и забыл»,

Концерн готов финансировать все стадии обращения с РАО, включая захоронение, при условии, что:

- доля тарифа на захоронение РАО в себестоимости энергии будет сопоставима с долей у конкурирующих компаний,
- затраты на обращение с накопленными РАО будут финансироваться обособленно (в т.ч. при финансовой поддержке государства),
- участие Концерна в финансировании объектов инфраструктуры ЕГС РАО будет осуществляться в форме инвестиций.

Проект находится на начальной стадии своей реализации, летом 2010 года будет завершен подготовительный этап Проекта. Полный цикл реализации проекта рассчитан на 3,5 года: с сентября 2009 года по декабрь 2012 года.

В настоящей статье изложены результаты подготовительного этапа реализации Проекта – анализ ситуации начала реализации проекта, краткое описание Проекта и конечных результатов Проекта.

Анализ ситуации реализации проекта

Ситуация в области обращения с РАО АЭС определяется следующими обстоятельствами.

Деятельность по обращению с РАО АЭС имеет многолетнюю историю и сложившуюся практику обращения в концепции долговременного хранения РАО на площадках атомных станций.

Исходные моменты обращения с РАО АЭС:

- не была установлена необходимость национальной системы обращения с РАО, в результате националь-

ная инфраструктура обращения с РАО атомной энергетики в настоящее время фактически отсутствует,

- при проектировании энергоблоков деятельности по обращению с РАО была реализована как неотделимая часть технологических процессов АЭС, результатом которой являются не кондиционированные отходы,
- хранилища не кондиционированных РАО близки к заполнению,
- в связи с заполнением хранилищ на площадках АЭС был реализован ряд локальных неунифицированных решений по кондиционированию РАО,
- форма кондиционированных РАО зачастую не является приемлемой для захоронения;
- недостаточно проработан ряд вопросов, связанных с подготовкой РАО АЭС к транспортировке и захоронению, в т.ч. оснащение хранилищ установками извлечения; кондиционирование ЖРО с органическими составляющими, унификация упаковки и т.п.

В 2009 году Госкорпорацией «Росатом» начато создание Единой Государственной Системы обращения с РАО (ЕГС РАО), предусматривающей захоронение РАО. Это означает, что РАО АЭС должны быть захоронены в могильниках за пределами площадок атомных станций при условии обеспечения безопасности на всех стадиях обращения.

Новые технологические параметры обращения с РАО АЭС:

- вводится категория «очень низкоактивных радиоактивных отходов»,
- создается инфраструктура ЕГС РАО,
- вводится требование технологической преемственности на всех стадиях обращения с РАО до захоронения РАО включительно,
- устанавливаются единые критерии приемлемости РАО при передаче на захоронение,
- предусмотрена паспортизация РАО, приведенных в состояние соответствия с критериями приемлемости.

В 2010 году планируется введение в действие Закона «Об обращении с РАО» с целью обеспечения безопасного и экономически эффективного обращения на всех стадиях обращения. Это означает, что изменится экономика обращения с РАО АЭС.

Новые экономические параметры обращения с РАО АЭС:

- устанавливается финансовая ответственность производителей РАО за все стадии обращения, включая захоронение,
- предусмотрено создание условий для формирования рынка услуг обращения с РАО,
- разрешается отнесение расходов по обращению с РАО в расходы, связанные с производством и реализацией продукции, в результате которой эти РАО образовались,
- предусмотрено отчисление части резервов Концерна на обращение с РАО в резервный фонд Госкорпорации «Росатом»,
- учреждается Национальный оператор, осуществляющий захоронение, вводятся тарифы на услуги Национального оператора и обязанность регулярных производителей РАО заключить договор с Национальным оператором на передачу РАО на захоронение,
- вводится разделение на эксплуатационные РАО и накопленные РАО,

- предусмотрена возможность захоронения РАО на площадках АЭС, если условия размещения не позволяют обеспечить их экономически обоснованное и безопасное удаление,
- устанавливаются лимиты хранения РАО на площадках до передачи на захоронение,
- вводится государственная регистрация радиоактивных отходов в государственном реестре при сохранении системы государственного учета и контроля радиоактивных отходов.

В 2009 году было проведено акционирование Концерна «Росэнергоатом» и его вхождение в Госкорпорацию «Росатом». Это означает, что изменились механизмы привлечения и расходования ресурсов и характер подотчетности Концерна.

Новые организационные параметры обращения с РАО АЭС:

- расширились возможности по привлечению кредитов и частных инвестиций, в т.ч. появилась возможность привлечения долгосрочных кредитов и инвестиций,
- сократились возможности по привлечению бюджетного финансирования – субсидии и субвенции стали недоступны, налоговые преференции и кредиты должны быть ограничены по срокам, остальные источники предоставляются на конкурсной основе на сроки, предусмотренные бюджетным процессом,
- привлечение и расходование ресурсов Концерна на создание системы обращения с РАО должно осуществляться с учетом долгосрочной стратегии Госкорпорации «Росатом» (генеральной схемы размещения АЭС, программ замыкания топливного цикла, технологического развития, достижения глобальной конкурентоспособности, обеспечения ядерной и радиационной безопасности),
- привлечение и расходование ресурсов Концерна на создание системы обращения с РАО осуществляется в соответствии с принципом подотчетности перед обществом.

Концерн является замыкающим звеном технологической цепи, поэтому переход к концепции захоронения РАО грозит существенным увеличением затрат Концерна, т.к. увеличение коснется нескольких статей затрат — затрат на эксплуатационные РАО, на РАО в цене поставок топлива и услуг на обращение с ОЯТ, отчисления на вывод энергоблоков из эксплуатации. Кроме того, в результате акционирования на площадках АЭС осталось значительное количество накопленных РАО и в конструкциях энергоблоков накоплен значительный объем потенциальных РАО, финансовая ответственность за захоронение которых теперь лежит на Концерне.

Размер затрат Концерна на РАО в новых условиях хозяйствования и размер издержек переходного периода непосредственно зависит от параметров ЕГС РАО, которые в настоящий момент не определены (критерии приемлемости и отнесения РАО к особым РАО, лимиты хранения и размер тарифов, условия аккредитации, ведения реестра и паспортизации РАО, участие Концерна в финансировании объектов инфраструктуры и т.п.).

Параметры ЕГС РАО будут и должны определяться не из критериев минимизации совокупных затрат и издержек переходного периода у производителей РАО, а из критериев обеспечения безопасности и технологической преемственности обращения с РАО на полном жизненном цикле.

Задачу финансирования затрат на полном цикле обращения с РАО и компенсации издержек переходного периода Концерну предстоит решать в условиях коммерческой стоимости ресурсов, подотчетности перед обществом, изменения условий доступа к источникам финансирования и с учетом приоритетов корпоративной финансовой политики.

Исходя из анализа ситуации, были сделаны следующие базовые утверждения:

1. в основу будущей системы обращения с РАО АЭС должно быть положено наиболее функционально-результативное решение для системы Концерна как части ЕГС РАО, которое будет предложено исходя из критерииев безопасного обращения с РАО и технологической преемственности

2. финансово-экономические аспекты обращения с РАО АЭС являются определяющими для руководства Концерна при выборе облика будущей системы и механизма ее создания;

3. назначением финансово-экономической системы является обеспечение финансовой устойчивости и оценку интегральной экономической эффективности использования ресурсов в Проекте; задачей Проекта - достижение максимальной интегральной эффективности использования всех доступных ресурсов;

4. под интегральной экономической эффективностью Проекта понимаем его совокупную эффективность на фазах как создания системы обращения Концерна, так и эксплуатации ее материальных объектов и их комплекса;

5. затраты на это решение должны быть минимизированы за счет оптимального привлечения и использования разного рода ресурсов:

- организационных (кадровых, информационных, временных),
- финансовых,
- технологических.

На фазе реализации Проекта основной эффект ожидается от использования организационных ресурсов.

Краткое описание проекта

С декабря прошлого года Проект носит двойное название «Создание системы обращения с РАО как бизнес-направление деятельности Концерна и элемент единой государственной системы ЕГСО РАО». И это первая особенность указанного Проекта.

Вторая особенность заключается в том, что у этого Проекта созданы два фокуса управления. На пленарном заседании конференции А.М. Локшин пошутил, что было время, когда было «много вопросов и мало ответов», а теперь настало время, когда «ответов, похоже, больше чем вопросов». Для работы в такой ситуации необходимо двухфокусное управление. В данном Проекте в соответствии с Приказом существуют две руководящие позиции: руководитель проекта и координатор проекта. Задача Руководителя проекта - собрать все существенные вопросы, задача координатора проекта – обеспечить экспертизу и согласование всей совокупности решений. И это разделение позиций принципиально важно сделать, потому что, как правило, если понятно, какие должны быть получены ответы, то и вопросы будут соответствующие. И наоборот.

Третья особенность Проекта связана с экономическим аспектом. Целью Проекта является создание системы управления обращением с РАО АЭС, основанной на экономических оценках. Фактически, у всех

специалистов в области обращения с РАО в результате реализации Проекта должен вырасти «третий глаз», экономический. Этот «экономический глаз» необходим, т.к. задачи, которые необходимо решить в области обращения с РАО, существенно превышают все имеющиеся ресурсы. С одной стороны ресурсы надо вкладывать в безопасность, с другой стороны - в задачи технологического развития, с третьей стороны – в обеспечение необходимого темпа расширения производства электроэнергии, с четвертой – начать решать накопленные проблемы, с пятой - тратить на РАО не больше, чем конкуренты, у которых ситуация более сбалансирована.

Все указанные особенности были учтены при инцировании Проекта.

В соответствии с Паспортом Проекта, процесс создания системы обращения с РАО АЭС включает четыре этапа:

1. Проектирование системы;
2. Моделирование системы;
3. Пилотную реализацию на 2-х площадках АЭС;
4. Масштабирование на все площадки Концерна (опытная эксплуатация системы).

Проект реализуется с участием четырех специализированных групп:

- группа технологий обращения с РАО;
- группа экономики обращения с РАО;
- группа управления обращения с РАО;
- группа управления Проектом.

Замысел проекта является не столько инженерно-технологическим, сколько кадрово-управленческим. Он заключается в том, чтобы к началу 2012 года иметь систему принятых решений относительно обращения с РАО АЭС, которые:

- определяют облик будущей системы в новых условиях хозяйствования во всех существенных моментах (эксплуатационные РАО, накопленные РАО и РАО от вывода энергоблоков из эксплуатации);
- апробированы на пилотных площадках;
- опираются на реальных исполнителей;
- фиксируют сроки и ответственность исполнителей за реализацию решений, включая их совместное финансирование.

Конечные результаты Проекта

Постановка задачи на создание системы обращения с радиоактивными отходами как бизнес-направления деятельности Концерна вызывает большое количество вопросов о целесообразности такого бизнеса для Концерна.

Позиция участников Проекта в отношении бизнеса Концерна в области обращения с РАО заключается в следующем:

1. Обращение с РАО рассматривается как бизнес для Концерна не с целью получения прибыли от обращения с «чужими» РАО, а с целью обеспечения максимальной эффективности основного производства и экономически оптимального решения проблемы наследия с РАО АЭС за счет конкурентоспособной организации деятельности по обращению с РАО в Концерне и, при необходимости, обращение с «чужими» РАО.

2. Эффективность обращения с РАО АЭС оценивается с точки зрения вклада в повышение эффективности основной деятельности Концерна и, в конечном итоге, в повышение уровня капитализации Концерна.

3. Учитывая, что рост капитализации Концерна связан, в первую очередь, с ростом производства атомной энергетики в разных регионах, и с решением проблем наследия, приоритеты бизнеса Концерна в области обращения с РАО распределяются следующим образом:

- обеспечение конкурентоспособного уровня затрат на обращение с образующимися РАО АЭС в стоимости электроэнергии;
- обеспечение конкурентоспособного уровня затрат на обращение с РАО при выводе энергоблоков АЭС из эксплуатации;
- решение собственных проблем наследия в части накопленных РАО АЭС,
- выход на «рынки наследия» в области обращения с РАО и на рынки обращения с «чужими» образующимися РАО.

Капитализация опыта реализации Проектов, подобных данному, станет со временем одним из приоритетных факторов капитализации Концерна. Но сегодня важнее другой аспект – необходимо в рамках Проекта реализовать технологию учета вкладов участников Проекта в достижение его целей и оценки связи вкладов и результатов. В конечном итоге, без такой технологии невозможно обеспечить мотивацию персонала Концерна на решение комплексных и масштабных задач.

Таким образом, конечным результатом Проекта является система обращения с РАО АЭС как эффективный элемент экономики Концерна и экономики ЕГСО РАО, в т.ч.:

- обращение с РАО АЭС является элементом ЕГСО РАО в концепции управления жизненным циклом,
- экономика обращения с РАО АЭС формируется в единой корпоративной логике с экономикой атомной энергетики,
- обращение с РАО АЭС открыто для внешних инвестиций и обеспечен корпоративный контроль инвестиций,
- обеспечена конечная ответственность производителей РАО, в т. ч. за накопленные РАО, но при условии господдержки.

МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ ЯДЕРНЫМИ АКТИВАМИ КОМПАНИИ «ИБЕРДРОЛА»

*Суарес Х.
«ИБЕРДРОЛА» (Испания)*

Управление ядерными активами, в понимании Проектно-строительного отделения компании «ИБЕРДРОЛА», представляет собой анализ, выполняемый с помощью соответствующих методов для того, чтобы предоставить администрации атомной электростанции (АЭС) максимум качественной информации, необходимой для принятия решения. Как правило, такая информация ориентирована на финансовые решения, касающиеся вложений средств в целях максимального увеличения энерговыработки на АЭС при поддержании необходимого уровня безопасности. Необходимо отметить, что не существует единственно правильных решений в отношении финансовых инвестиций, поскольку такие решения связаны с управлением рисками, исход которого неизвестен. Цель Управления ядерными активами состоит в оптимизации глобальных показателей

работы станции, исходя из заданного советом управляющих профиля экономических рисков.

Переход Испании от традиционного регулирования рынка электроэнергии к свободному рынку повлек за собой усиление прессинга в направлении повышения рентабельности АЭС, чего можно добиться прежде всего за счет:

- снижения затрат на производство электроэнергии;
- увеличения коэффициента готовности блоков, при сохранении в любом случае необходимого уровня безопасности. Поэтому необходимо было применить методы и средства анализа решений в отношении аспектов управления, связанных с экономическими показателями эксплуатации. Основная цель возможностей по Управлению ядерными активами, разработанных компанией «ИБЕРДРОЛА» заключается в том, чтобы предоставить администрации АЭС средства поддержки принятия решений, необходимые для оптимального использования имеющихся ресурсов с учетом прибыли, экономических рисков и безопасности.

В общем случае Управление ядерными активами связано с четырьмя основными процессами:

1. Определение конструкций, систем и оборудования АЭС, наиболее важных для обеспечения требуемой готовности станции;

2. Оценка (и создание общей основы для) постоянного контроля этих важнейших элементов; определение предельных значений физических параметров, превышение которых существенно повышает неготовность и увеличивает экономический риск;

3. Определение и количественная оценка стоимости реализации различных стратегий обращения с этими важнейшими элементами и соответствующей величины уменьшения риска;

4. Обеспечение адекватной основы для сравнения всех выбранных стратегий в целях повышения готовности станции с учетом экономического риска.

Каждый из этих процессов кратко рассмотрен ниже.

Первым шагом является определение конструкций, систем и оборудования АЭС, наиболее важных для обеспечения требуемой готовности станции, что необходимо для правильного осуществления управления активами. Такое определение должно осуществляться

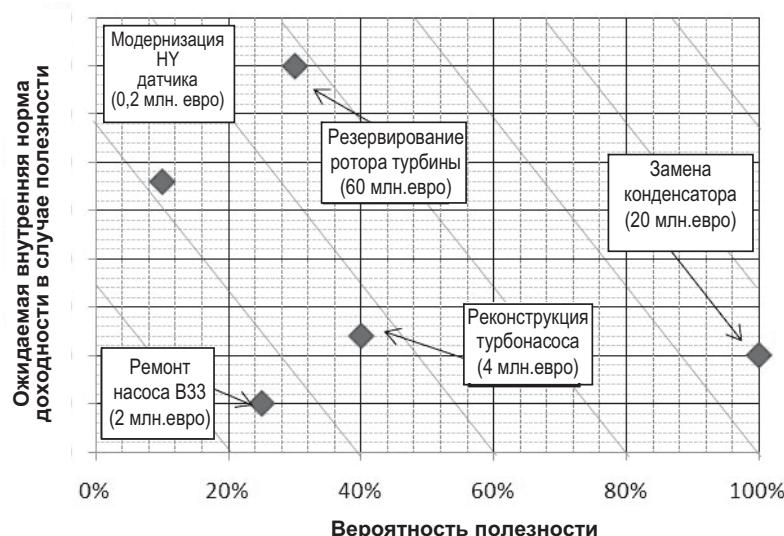
различными средствами, включая экспертную оценку, инженерный анализ, например, методом дерева отказов, и ведомости техобслуживания и ремонта. Этот этап может завершаться классификацией конструкций, систем и элементов, с определением наиболее важных из них с точки зрения возможных проблем (неготовности).

Не менее важно определить параметры, которые необходимо измерять для мониторинга состояния элементов и понимания степени риска, связанного с таким состоянием. Данные эксплуатационного контроля, оперативный вибрационный мониторинг, регулярный анализ проб масла и т.п. – в отношении каждого элемента имеется своё ноу-хау в части мониторинга, который необходимо осуществлять в соответствии с рекомендациями экспертов. Вместе с тем необходима и общая основа – для обеспечения оптимального отслеживания состояния всех важных элементов. Это позволит избежать ситуаций, подобных, например, следующей: когда станция выполняет весьма глубокий и всесторонний мониторинг агрегатов турбинной группы, и при этом спустя некоторое время сталкивается с отказом главного трансформатора, который не удалось предотвратить по причине неудовлетворительного выполнения анализа проб.

После того, как возможные проблемы правильно определены, и их состояние прослеживается, необходимо оценить стратегию технического обслуживания, ремонта и замены элементов. В частности, необходимо количественно оценить стоимость реализации каждой стратегии, как в денежном выражении, так и с точки зрения других, важных для руководителей станции, показателей (например, дозозатрат), а также стоимость мероприятий по снижению риска. Отметим, что когда управление активами адресовано снижению готовности АЭС в будущем, принимается во внимание риск, так что выгодой от инвестиций будет являться только снижение риска.

Наконец, после того, как стратегии оценены количественно, необходима общая основа для решения о том, какую из стратегий нужно будет (или можно будет, исходя из фиксированного бюджета) реализовать. Как уже отмечалось, это решение не имеет «точной цены», поскольку необходимо учитывать также неопределен-

Сравнение инвестиционных вариантов



ности будущих показателей работы, связанные с управлением риском. Необходимо учитывать экономический профиль неприятия риска советом управляющих, для того чтобы использовать доступный бюджет для минимизации рисков, характеризующихся меньшей вероятностью, но высокой степенью воздействия, если таковые имеют место, либо рисков более вероятных, но с менее значимыми последствиями.

Как образец, представим сравнение различных вариантов инвестиций, каждый из которых приведен со своими соответствующими затратами, вероятностью того, что он окажется полезным и ожидаемой внутренней нормой доходности в случае полезности. Например, замена главного конденсатора будет полезной всегда (100%-я вероятность), в то время как резервирование ротора турбины понадобится только с вероятностью 30%.

Проектно-строительное отделение компании «ИБЕРДРОЛА» работает в области оценки риска для целей управления ядерными активами с 2000 г. Наряду с разработкой либо приобретением различных средств, выполнена модель неготовности для АЭС Кофрентес (Испания), содержащая 18 наиболее важных систем. Проектно-строительное отделение компании «ИБЕРДРОЛА» также ведет сотрудничество с институтом EPRI в рамках групп NAM («Управление ядерными активами») и GRA («Управление рисками, связанными с генерацией»), равно как и с третьими компаниями в части создания модели АЭС Люнмень (Тайвань) с целью обеспечения контрактной готовности.

УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ БАЛАКОВСКОЙ АЭС НА БАЗЕ ВНЕДРЕНИЯ SAP ERP В СОСТАВЕ КОРПОРАТИВНОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ОАО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»

*Ульянова М.В.
Балаковская АЭС*

1. Условия и необходимость внедрения системы управления с использованием КИС-1

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» Балаковская АЭС в 2009 году должен был обеспечить:

- Безопасное и экономически выгодное производство электрической и тепловой энергии.
- Контроллинг расходов:
 - Расходование средств в соответствии с утвержденной «Сводной сметой на производство продукции (работ, услуг) филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Балаковская АЭС» на 2010 год»;
 - Выполнение ФЦП по снижению расходов на ремонтно-эксплуатационные нужды на 2,5%;
 - Выполнение программы по снижению постоянных затрат на 15 %;
 - Выполнение программы мероприятий по сокращению административно-хозяйственных расходов на 25%.

В связи с минимизацией выделяемых финансовых средств по смете расходов филиала, сложились условия и потребность внедрения системы управления

финансово-экономической деятельностью АЭС, обеспечивающей перераспределение средств для выполнения мероприятий, приоритетных с точки зрения обеспечения безопасной эксплуатации АЭС.

Инструментом для реализации управленческих решений на Балаковской АЭС стала информационная система (ИС-1), которая является составной частью корпоративной информационной системы ОАО «Концерн Росэнергоатом».

ИС-1 функционирует на базе SAP ERP и позволяет управлять всеми направлениями производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Основными задачами, решаемыми с помощью ИС SAP ERP являются:

- повышение качества информационной поддержки бизнес-процессов;
- построение единого информационного пространства, обеспечивающего совместную работу и доступ к оперативной, достоверной и целостной информации всем участникам процессов в соответствии с их функциями и полномочиями;
- получение простого механизма формирования отчетности в различных аналитических разрезах;
- разработка технологии тиражирования «типового» решения на филиалы концерна (действующие АС) в рамках создания КИС концерна.

2. Организационно-функциональная структура управления финансово-экономической деятельностью

Функциональные модули SAP ERP учитывают особенности организационно-функциональной структуры управления Балаковской АЭС. Организационная структура, обеспечивающая эффективное управление финансово-экономической деятельностью, выстроена по принципу доведения «сверху вниз» лимитов, утвержденных ОАО «Концерн Росэнергоатом», и контроля их использования:

- ОАО «Концерн Росэнергоатом» – утверждает сводную смету расходов и финансовый план;
- филиал «Балаковская АЭС» – распределяет лимиты между ответственными бюджетодержателями и договородержателями;
- ответственный бюджетодержатель – руководитель службы – распределяет лимиты между подчиненными ему подразделениями-заказчиками;
- подразделение-заказчик – формирует заявки на поставку ТМЦ; технические задания и календарные планы на выполнение работ (оказание услуг)
- подразделение-договородержатель – заключает договоры в пределах доведенных лимитов.

Координатором и контролером сметной дисциплины на АЭС является руководитель финансово-экономического блока.

3. Основные бизнес-процессы

Основными задачами финансово-экономического блока АЭС для достижения конечной цели являются:

- Планирование расходов по видам деятельности и статьям сводной сметы
- Учет затрат по видам расходов
- Анализ расходов для принятия управленческих решений.

Конечным результатом выполнения поставленных задач и главной целью действующей системы явля-

ется снижение издержек при производстве электроэнергии.

Основные задачи финансово-экономического блока трансформированы в основные бизнес-процессы, на базе которых разработаны и функционируют подсистемы корпоративной информационной системы SAP ERP, позволяющие осуществлять управлеченческую деятельность по оптимизации финансово-экономических показателей.

Перечень основных бизнес-процессов, на которые распространяется действие системы управления

1. Формирование, учет и контроль исполнения сводной сметы доходов и расходов (по списанию затрат в производство)

2. Формирование, учет и контроль использования лимитов в рамках утвержденной сводной сметы доходов и расходов

3. Формирование, учет и контроль исполнения финансового плана (движение денежных потоков)

Этапы бизнес-процесса «Формирование, учет и контроль исполнения сводной сметы доходов и расходов (по списанию затрат в производство)»:

- распределение по статьям сметы суммового лимита, закрепленного за Центром ответственности – директором АС, в пределах выделенной квоты;
- формирование сбалансированной сводной сметы доходов и расходов
- получение из ЦА концерна утвержденной сводной сметы доходов и расходов
- получение из ЦА концерна утвержденных инвестиционных программ (лимитных писем)
- корректировка сводной сметы доходов и расходов на основании Решений
- контроль исполнения сводной сметы доходов и расходов на основании данных бухгалтерского учета:
- учет затрат по подразделениям;
- учет затрат по мероприятиям

Этапы бизнес-процесса «Формирование, учет и контроль использования лимитов в рамках утвержденной сводной сметы доходов и расходов»:

- распределение руководителем финансово-экономического блока средств между бюджетодержателями, ответственными за расходование средств по соответствующему направлению деятельности;
- доведение лимитов на работы (услуги) и поставку МТР до подразделений-заказчиков (бюджетодержатель);
- контроль целевого использования средств подчиненными подразделениями-заказчиками в пределах доведенных лимитов (бюджетодержатель);
- перераспределение выделенных средств с учетом приоритетности выполнения мероприятий в рамках своего направления деятельности (бюджетодержатель);
- обоснование потребности в дополнительных средствах и защита ее перед Центром ответственности концерна, разработка технических решений на выполнение незапланированных мероприятий (бюджетодержатель);
- подача заявок на МТР в сроки, определенные заявочной кампанией для заключения договоров поставки (подразделение – заказчик);
- подготовка технического задания и календарного плана для заключения договора подряда на выполнение работ, оказание услуг (подразделение – заказчик);
- заключение договора с проведением конкурсных процедур по выбору поставщика и установлением

номинальной максимальной цены договора не выше доведенного лимита (подразделение – договородержатель);

- оформление документов для оприходования МТР на склад, оформление актов выполненных работ (подразделение – договородержатель).

Этапы бизнес-процесса «Формирование, учет и контроль исполнения финансового плана (движение денежных потоков)»:

- формирование проекта ФП на основании утвержденной сводной сметы доходов и расходов с учетом НДС;
- корректировка ФП на величину дебиторской и кредиторской задолженности и доходов от прочих видов деятельности филиала
- утверждение ФП на уровне филиала и концерна
- доведение до договородержателей квартальных квот финансовых средств для формирования ПИФС
- формирование ПИФС договородержателями
- составление ежемесячного графика платежей
- согласование служебных записок на оплату в рамках утвержденных ПИФС
- формирование платежного поручения для предъявления в банк
- формирование банковской выписки по оплаченным платежным поручениям
- формирование актуализированного отчета об исполнении ФП на любую текущую дату на основании обработанных банковских выписок с учетом погашения дебиторской и кредиторской задолженностей.
- согласование служебных записок на оплату в рамках утвержденных ПИФС
- формирование платежного поручения для предъявления в банк
- формирование банковской выписки по оплаченным платежным поручениям
- формирование актуализированного отчета об исполнении ФП на любую текущую дату на основании обработанных банковских выписок с учетом погашения дебиторской и кредиторской задолженностей.

4. Привязка основных бизнес-процессов к подсистемам SAP ERP

ИС-1 БалАЭС построена на 3-х платформах:

1. SAP ERP, подсистема управления ресурсами, основной компонент, обеспечивающий информационную поддержку всех основных бизнес-процессов на АЭС:

- Управление закупками;
- Управление финансами;
- Управление ТОиР;
- Управление персоналом;
- Управление модернизацией

2. CE2ORA, CE1, подсистема, позволяющая вести бухгалтерский и налоговый учет на основе информации, полученной из SAP ERP

3. Documentum (Документум), подсистема документационной поддержки бизнес процессов, сопровождаемых SAP ERP.

Все подсистемы интегрированы между собой в реальном режиме времени.

Основными подсистемами, обеспечивающими поддержку финансово-экономической деятельности являются:

1. «Управление закупками».

В этой подсистеме:

- Формируются потребности в материальных ресурсах, работах и услугах для мероприятий, проводимых в рамках производственно-хозяйственной деятельности АЭС

- Отражаются результаты конкурсной работы по заключению договоров;

- Проводится учет и контроль договорной деятельности

- Оформляются первичные документы по движению материальных ценностей (приход, расход, списание)

2. «Управление финансами»

В этой подсистеме:

- Формируются и сопровождаются финансовые планы и смета доходов и расходов

- Осуществляется лимитирование расходов по поставкам и услугам

- Составляются планы использования финансовых средств и оформляются служебные записки на оплату

- Разрабатывается график платежей с понедельной разбивкой и формируются платежные поручения на оплату

- Обрабатывается банковская выписка

- 3. Совместно с подсистемой БиНУ осуществляется учет затрат, управление дебиторско-кредиторской задолженностью

5. Пример работы пользователя в SAP ERP

Пользователь – экономист ПЭО - формирование, учет и контроль лимитов.

1-е окно: В «дереве» выбирается транзакция FR50 «Ввести исходный бюджет»;

2-е окно: 1-й экран- заполняются поля: 0110-текущая смета 2010 г; 2.0 – финансовый план; 2010 – финансовый год;

2-й экран – заполняются поля ввода исходного бюджет:

- ПФМ (подразделение финансового менеджмента) – код подразделения с направлением активности из перечня ПФМ в ИБ КИС-1(01-2000020-11)
- ФП (финансовая позиция)- код ФП из перечня ФП в ИБ КИС-1(21-4157094-2400-0000);
- сумма лимита заносится с поквартальной разбивкой (неравномерно - вручную или автоматически - равномерно)

3-е окно: В «дереве» выбирается транзакция ZINM-MZM51 «Анализ лимитов по заявкам (с учетом цен договоров)»;

4-е окно: заполняются поля:

- год;
- ПФМ (код подразделения с направлением активности из перечня ПФМ в ИБ КИС-1)
- фонд
- код финансового плана из перечня в ИБ КИС-1
- статус заявки (9*- исполнение лимитов контролируется по оформленным и утвержденным заявкам)
- статус договора (80 – контроль ведется по заключенным договорам)

5-е окно: на экране появляются поля:

- фонд 0110 (смета 2010 года)
- ПФМ
- название и код финансовой позиции
- лимит по кварталам
- заявки (утверженные и оформленные) по кварталам
- договора (заключенные)

При необходимости отчетную форму с результатом использования лимитов (остатком средств) можно вывести на печать или экспортить в систему Excel. Имеется возможность распечатывать данные в целом по статье сметы (по всем направлениям активности и бюджетодержателям).

6. Количественные характеристики SAP ERP за 2009 год

- Сформировано 9150 платежных поручений;
- Зарегистрировано 90 договородержателей;
- Количество пользователей подсистемы «Управление финансами» - 43 (специалисты структурных подразделений)
- Обеспечено сопровождение 2060 действующих договоров

7. Характеристика опыта внедрения подсистем ФЭД в составе КИС-1

Плюсы

- ⊕ Обеспечение полного цикла поддержки финансово-экономической деятельности (полный цикл ФЭД обеспечивается информационной поддержкой КИС от возникновения потребности в МТР, работах, услугах до проведения платежей и списания)
- ⊕ Поддержка формирования и оформления документов первичного учета в системе (все первичные документы, отражающие хозяйственную деятельность, включая бухгалтерский учет, формируются и сопровождаются в КИС)
- ⊕ Возможность формирования интегрированных отчетов по результатам ФЭД (в связи с тем, что КИС функционирует на единой базе данных и интегрирован с БД СЕ2, становится возможным получать сквозные интегрированные отчеты, отражающие финансово-экономическую деятельность на разных этапах)

Минусы

- ⊗ Отсутствие аналитической подсистемы (отсутствие аналитической системы – причина высокой трудоемкости при ручной обработке информации для представления ее руководству АЭС);
- ⊗ Недостаточная поддержка управления программами мероприятий (внедрение подсистемы управления мероприятиями позволит эффективно построить управление инвестиционной деятельностью и сопровождением эксплуатации АЭС);
- ⊗ В КИС-1 не реализованы подсистемы уровня ЦА (внедрение SAP в ЦА позволит создать единое информационное пространство, что обеспечит эффективное взаимодействие между управляющими структурами ЦА и филиалами Концерна);
- ⊗ Недостаточная гибкость системы

8. Итоги работы системы управления с использованием КИС-1

Внедрение SAP ERP в составе корпоративной информационной системы ОАО «Концерн Росэнергоатом» обеспечило:

- Повышение эффективности управления финансово-экономической деятельностью Балаковской АЭС
- Получение актуальной, достоверной, доступной и полной информации о финансово-экономической

деятельности Балаковской АЭС персоналом АЭС и центрального аппарата концерна в режиме реального времени или на конкретную дату

Действующая информационная система, включающая подсистемы, соответствующие основным бизнес-процессам, позволила Балаковской АЭС в 2009 году обеспечить безопасное и экономически выгодное производство электрической и тепловой энергии и выполнить установленные финансово-экономические показатели:

- Выполнение плана по производству электроэнергии составило **102,4%**.
- Расходование средств в соответствии с утвержденной «Сводной сметой на производство продукции (работ, услуг) филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Балаковская АЭС» на 2009 год». Выполнение составило **99%**. Экономия составила **102 млн. руб.**
- Выполнение задания ФЦП по снижению расходов на ремонтно-эксплуатационные нужды на 2,5% составило **99,4%**. Задание перевыполнено на **9,954 млн. руб.**
- Выполнение программы по снижению постоянных затрат на 15 % составило **98,8%**. Задание перевыполнено на **29,062 млн.руб.**
- Выполнение программы мероприятий по сокращению административно-хозяйственных расходов на 25%. Факт снижения **30,5%**. Задание перевыполнено на **6,826 млн.руб.**

9. Задачи развития КИС-2

В рамках развития корпоративной информационной системы в 2009 году начаты работы по внедрению ИС-2, включающие управление резервами на обеспечение безопасности на всех циклах развития АС, создание автоматизированной системы информационной поддержки руководителя АС (АСИПР), включающей в том числе контроль выполнения КПЭ, визуализированных в виде таблиц и диаграмм с индикаторами выполнения каждого показателя.

В рамках внедрения второй очереди КИС на Балаковской АЭС внедряются подсистемы:

1. Подсистема управления программами мероприятий в том числе:
 - Капитальное строительство
 - Модернизация
 - ЯРТИПБ
 - Сопровождение эксплуатации
2. Автоматизированная система информационной поддержки руководителей с консолидированной информацией по направлениям:
 - Ключевые показатели эффективности деятельности руководителей
 - Интегрированные показатели по финансово-экономической деятельности
 - Аналитические отчеты по основным видам деятельности АЭС

Секция 4

Традиции и опыт ветеранов – молодым

ИСТОРИЯ ВОПРОСА

Сараев Ю.П., Акимов Е.М.

Международный союз ветеранов атомной энергетики и промышленности (МСВАЭП)

Обсуждение Общественным экспертным советом ветеранов Межрегиональной общественной организации концерна «Росэнергоатом» Федеральной целевой программы «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007 – 2010 годы и на перспективу до 2015 года», а также зарубежных программ развития атомной энергетики, в первую очередь использующих проекты российского (советского) дизайна, привели к пониманию необходимости сбора, обобщения и применения накопленного каждой страной опыта строительства и эксплуатации объектов атомной энергетики и связанных с ней отраслей науки и промышленности.

02 апреля 2008 года в г. Пиештяны (Словакия) представителями ветеранских организаций России и Словакии был подписан Протокол о намерениях создать Международный союз ветеранов атомной энергетики и промышленности (МСВАЭП).

Намерения создать МСВАЭП были поддержаны руководством Госкорпорации «Росатом» и ОАО «Концерн Росэнергоатом», ядерными обществами и эксплуатирующими организациями Армении, Болгарии, Венгрии, Литвы, Словакии, Финляндии, Украины и Чехии.

Создание МСВАЭП активно поддержали Российский профсоюз работников атомной энергетики и промышленности и Всемирный совет трудающихся ядерной промышленности. Интерес к МСВАЭП проявили работники ядерной промышленности Дании и Франции.

В соответствии с приказом Генерального директора ОАО «Концерн Росэнергоатом» № 88 от 29.01.2010 и утвержденным Планом мероприятий по подготовке и проведению учредительной конференции по созданию МСВАЭП в г. Москве 26-28 мая 2010 года делегации Оргкомитета по созданию МСВАЭП в период с 12 по 28 апреля 2010 были командированы в Болгарию, Венгрию, Словакию, Финляндию и Чехию, где провели переговоры с представителями соответствующих национальных и общественных предприятий и организаций, связанных с деятельностью и развитием атомной энергетики в их странах, с целью выяснения целесообразности (с их точки зрения) создания МСВАЭП, их возможного участия в его работе, возможных основных направлений его деятельности, структуры и предполагаемых источников финансирования.

Также были затронуты и другие вопросы, связанные с развитием (ренессансом) атомной энергетики в мире.

Со словашкой стороны принимали участие в обсуждении вопросов, связанных с созданием МСВАЭП:

А) Член Совета директоров компании «Enel» (ОАО «Словакские электрические станции») - г-н **Игнас Пнячик.**;

Б) Президент Европейского Ядерного Общества, Ядерного Общества Словакии, профессор кафедры «Ядерная физика и технологии» факультета «Электрические и информационные технологии» Словацкого технологического университета (г. Братислава) – г-н **Владимир Слюген;**

В) Руководитель секции «Ветераны» Ядерного Общества Словакии (директор АЭС «Богуницы» в прошлом) – г-н **Юрай Кмошена.**

С чешской стороны:

А) Генеральный директор «Института Ядерных Исследований», г. Ржек – **Йохн Алеш.**

С венгерской стороны:

А) Генеральный директор АО «Атомные электростанции Пакш» - г-н **Янош Шуле;**

Б) Председатель Совета директоров «Венгерские электрические станции» - г-н **Езеф Пйона;**

В) Руководитель секции «Ветераны» Ядерного Общества Венгрии – г-н **Ласло Мароти.**

С болгарской стороны:

А) Исполнительный директор АЭС «Козлодуй» - г-н **Ангелов Димитар;**

Б) Президент Ядерного общества Болгарии - **Красси мира Илиева.**

С финской стороны:

А) Руководитель научно-исследовательских программ по ядерной безопасности, лидер по исследованию моделирования АЭС, Президент Ядерного Общества Финляндии (ЯОФ) - г-жа **Эйя Карита ПУСКА;**

Б) пенсионер, председатель ветеранской группы ЯОФ «ATS-seniors» - г-н **Ээроп ПАТРАККА;**

В) ведущий специалист надзорного органа STUK по оказанию поддержки Восточным (ранее СЭВ-ским) странам - г-н **Хейкки РЕПОНЕН;**

Г) ветеран атомной энергетики от финской фирмы Теоллисууден Войма (АЭС Олкилуото) – г-н **Илкка МИККОЛА.**

На всех встречах и беседах российская сторона информировала своих коллег:

- о целях и задачах предполагаемого Союза;
- о проделанной работе по подготовке к проведению учредительной конференции МСВАЭП (УК МСВАЭП) и вручала им приглашения на УК МСВАЭП, с приложением к ним информационных материалов о времени, месте и порядке проведения конференции;
- о ветеранских организациях стран, поддержавших инициативу Межрегиональной общественной организации ветеранов концерна «Росэнергоатом» (Россия) создать МСВАЭП (в порядке поступления положительных откликов – Словакия, Финляндия, Украина, Литва, Армения, Чехия, Венгрия, Болгария);
- о предполагаемых направлениях деятельности будущего МСВАЭП в интересах отраслей (атомных энергетик) стран, использующих ядерную энергию, и тех

- стран, которые только приступают к строительству атомных электростанций;
- о совместной работе Межрегиональной общественной организации ветеранов концерна «Росэнергоатом» и ОАО «Концерн Росэнергоатом», как в деле реализации программ по развитию атомного энергопромышленного комплекса России, так и в деле социальной поддержки неработающих ветеранов атомной энергетики России;
 - о планах «Росатома» и ОАО «Концерн Росэнергоатом» по увеличению мощностей АЭС в России и за рубежом, а также по укреплению их безопасности, надежности и эффективности, включая работы по продлению сроков службы действующих энергоблоков АЭС.

Главные темы, которые затрагивались и обсуждались во время бесед

I. Словакия (13 апреля, г. Братислава).

1. Полезность и своевременность создания МСВАЭП. (Полезно!).

2. Разрыв в передаче опыта и традиций, заставший два, а то и три, поколения всего спектра специалистов (начиная от науки и образования, кончая эксплуатацией и выводом из эксплуатации и переработки РАО), к которому привели более чем 20 лет постчернобыльского периода.

3. Негативное отношение населения к атомной энергетике, которое необходимо преодолевать. Особенно необходима такая работа при осуществлении достройки существующих АЭС.

4. Необходимость возрождения «Клуба ВВЭР» с обязательным участием в нем российской стороны, обладательницы самого большого опыта в этом направлении реакторостроения. (1-3 ноября 2010 года в Праге будет проходить международная конференция по опыту эксплуатации АЭС с ВВЭР).

5. Очевидна польза и от создания «Клуба РБМК».

6. Написание ветеранами различных стран, в том числе и совместное, книг, брошюр, статей; выпуск журналов, фото-, кино-, видео- материалов; чтение лекций и проведение бесед и встреч об истории развития атомной энергетики, донесение до нынешнего и будущих поколений накопленного опыта (положительного и отрицательного) и созданных старшим поколением традиций за все время развития атомной энергетики.

7. Полезность участия ветеранов в партнерских проверках, осуществляемых в рамках ВАНО, МАГАТЭ, межгосударственных и международных акциях, посвященных оценке безопасности и надежности работы объектов атомной энергетики, прежде всего с точки зрения оптимизации системы Человек-Машина, ибо человеческий фактор в настоящее время начинает преvalировать в причинах ошибок, отказов и аварий (21-22 июля 2010 года в Мурманске будет проходить всемирное совещание ВАНО, присутствие на котором ветеранов не помешает, а придаст характер связи времен).

8. Насаждаемый конкурентами негатив по отношению к атомной энергетике тормозит развитие научной и образовательной баз, особо это касается новых стран, только приступивших к строительству АЭС, где это особенно необходимо, она отсутствует вообще. Серьезным препятствием в обеспечении, прежде всего, безопасности атомной энергетики (проекты, инструкции, методы и способы измерения создаются на одном языке, а используются - в другом) становится языковый барьер.

9. Каждый ветеран за два три года до ухода на пенсию должен начинать готовить себе замену в количестве 2-3 человек и иметь возможность сопровождать их еще два-три года после ухода со своего рабочего места (менторское воспитание), но в проектах не предусмотрены на это средства.

10. Опыт России в использовании атомной энергии очень важен для всех стран. В то же время, Ядерное Общество России не является членом Европейского Ядерного Общества по причине неуплаты взносов.

11. Руководство «Entel» и ЯОС примут участие в финансировании деятельности секции своих ветеранов в рамках согласованных программ МСВАЭП. Ответственным назначен Юрай Кмошена. Необходимо выработать заинтересованность отрасли в деятельности МСВАЭП и определить механизм финансирования.

II. Чехия (14 апреля, г. Ржек).

1. Обсужден аналогичный спектр проблем и вопросов, что и в Словакии. Подтверждено, что такие проблемы существуют и в их решении опыт ветеранов важен.

2. Выделены, по мнению чешской стороны, следующие проблемы:

- Ликвидация разрыва между поколениями (опыт, традиции).
- Разнообразие типов энергоблоков.
- Программа (направления) деятельности МСВАЭП должны отвечать потребностям эксплуатирующих организаций.
- Языковый барьер (уходит поколение русскоязычных в странах где действующие энергоблоки советского дизайна, в школах русский не изучается, и английский в их школах не является главным).

3. Для решения вопроса об участии ветеранов Чехии в деятельности МСВАЭП необходимо:

- Решение Совета директоров эксплуатирующей организации о финансировании этого мероприятия, что при нынешнем руководстве проблематично. Поэтому назвать делегата на УК МСВАЭП до этого решения пока не представляется возможным.
- Необходимо определиться со структурой МСВАЭП.
- Преодолевать языковый барьер.
- В работе УК МСВАЭП примет участие Президент ЯОЧ Иржи Беранек

III. Венгрия (15 апреля, АЭС «Пакш»).

Венгерская сторона проинформировала собравшихся:

1. Наличие ветеранов на АЭС побудило руководство на данную встречу.

2. Руководство АЭС стремится поощрять своих ветеранов.

3. Создана школа по профессиональной подготовке молодежи с участием ветеранов. Кто ее окончил, готов работать на АЭС. Но был постчернобыльский период застоя и они не могли быть приняты на работу. Однако, дети ветеранов работают на АЭС. Преемственность сохраняется.

4. За последние 3 года ушли со станции 800 человек-специалистов. Однако руководство АЭС считает, что не смотря на поощрении разными способами деятельности ветеранов по передаче своего опыта молодому поколению, своим преемникам, нет уверенности, что ушедшие оставили весь опыт здесь, есть необходимость его добрать.

5. Создана на АЭС школа наставников, но вопросы оплаты не позволяют ей действовать в необходимом объеме.

6. После того, как Венгерский сенат одобрил выбор площадки для достройки на площадке АЭС «Пакш» еще двух энергоблоков с реакторами ВВЭР, АЭС начала набор персонала (3 года назад численность персонала снизилась с 2840 до 2230, сегодня приняли 180 человек и продолжают увеличивать).

7. Проведена реконструкция всех 4-х энергоблоков ВВЭР-440 и на трех из них уже достигнута мощность 500 Мвт. Получен большой опыт работы и при этом ставится вопрос о продлении сроков их службы до 20 лет, принимая во внимание надежность советского оборудования!

8. Венгерская атомная энергетика имеет опыт работы в 100 реакторных лет на блоках советского дизайна, учились в России (СССР).

9. Проделана и проводится большая работа с населением. Чтобы привлечь его на свою сторону, используются все меры, в том числе и плата деньгами. При этом считают, что в этом направлении делать надо гораздо больше. (Еще одна из важнейших задач для МСВАЭП.) Все остнее встают проблемы вывода энергоблоков из эксплуатации, переработки и захоронения РАО.

10. На УК МСВАЭП будет направлен Ласло Мароти.

11. Если на УК МСВАЭП будет принято решение о том, что финансирование деятельности МСВАЭП будет на основе членских взносов, то венгерская сторона готова его вносить (Янош Шуле).

IV. Финляндия (26 апреля 2010, г. Эспоо).

В выступлениях Э.К. Пуска, Э. Патракка, Х. Репонена было поддержано предложение о создании Международного Союза ветеранов АЭП, однако при этом отмечалось, чтобы Устав МСВАЭП учитывал отличие в работе ветеранских организаций разных стран ввиду их национальных особенностей, отличных друг от друга. Предложения участников собрания в VTT:

1. Поддержать предложение о создании Международного Союза ветеранов АЭП.

2. Важно передавать молодому поколению накопленный опыт и умение специалистов-ветеранов для более эффективной эксплуатации атомных электростанций.

3.. В проектах устава и других учредительных документах учесть, по возможности предложения участников встречи, в том числе по участию ветеранов в посильной работе на действующих АЭС.

V. Болгария (28 апреля 2010, АЭС «Козлодуй»).

В выступлениях г-на Ангелова Димитара высказана поддержка создания МСВАЭП и что болгарской стороне требуется некоторое время, чтобы создать свою общественную организацию ветеранов.

Выводы и предложения

1. Инициатива создания МСВАЭП поддержана всеми.

2. Накоплен огромный и разнообразный 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.

3. В условиях ренессанса развития атомной энергетики в XXI веке, главным образом в странах, никогда не занимавшихся ею, а потому не имеющих никакой научно-образовательной базы, сбор, обобщение и распространение всего положительного и отрицательного опыта исключительно важны.

4. 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.

5. Объединение ветеранов в любых формах в целях использования накопленного ими опыта и традиций является своевременным и важным фактором дальнейшего развития отрасли и требует от отрасли системной административной, финансовой и политической поддержки.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ МЕЖДУНАРОДНОГО СОЮЗА ВЕТЕРАНОВ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1. Обобщение опыта и знаний ветеранов с целью использования их при развитии атомной энергетики

1.1. Обмен опытом и знаниями между общественными организациями-членами союза.

1.2. Совершенствование форм передачи и распространения опыта ветеранов молодому поколению путем участия:

- в разработке и реализации системы передачи профессионального и жизненного опыта;
- в развитии движения наставничества молодого поколения;
- в организации и проведении постоянных встреч с молодым поколением;
- в планировании и проведении обучения;
- в формировании экспертных групп по различным аспектам атомной энергетики;
- в организации конкурсов профессионального мастерства молодых работников;
- в работе по подготовке резерва персонала на различные рабочие места и должности АЭС и предприятий;
- в сборе, обработке, изучении и распространении материалов по истории развития атомной энергетики различных стран. Подготовка статей и публикация воспоминаний ветеранов-атомщиков, участие в организации музеев и информационно-демонстрационных центров.

2. Работа с общественностью и населением с целью формирования положительного имиджа атомной энергетики

2.1. Организация и участие в мероприятиях по пропаганде атомной энергетики, участие в общественных слушаниях и дискуссиях;

2.2. Публикация статей в органах СМИ;

2.3. Изучение, анализ и обобщение факторов определяющих отношение общества (населения) к атомной энергетике;

2.3. Участие в организации и проведении различных форумов, семинаров и конференций по тематике развития атомной энергетики;

2.4. Сбор, обобщение, систематизация и популяризация предыдущего опыта становления и развития атомной энергетики.

3. Содействие обеспечению безопасности атомной энергетики

3.1. Изучение влияния человеческого фактора на культуру безопасности;

3.2. Изучение и анализ взаимодействия в системе «человек-машина»;

3.3. Защита сложнейшей эксплуатируемой техники от человеческого фактора;

3.4. Методы и формы мотиваций воздействия на человека в целях обеспечения безопасности работы системы «человек-машина»;

3.5. Участие в создании современной системы управления охраной труда;

3.6. Разработка реестра учитываемых угроз безопасности и анализ рисков;

3.7. Механизм страхования рисков;

3.8. Социальные условия жизни работников объектов использования атомной энергии как фактор обеспечения их безопасной эксплуатации;

3.9. Правовое обеспечение развития атомной энергетики, включая участие в выработке единых норм в законодательные акты различных стран по вопросам обеспечения безопасности;

3.10. Участие в мониторингах по контролю состояния безопасности объектов атомной энергетики и промышленности и экологии окружающей среды вокруг них;

3.11. Международная стандартизация, сертификация. Разработка комплексных программ по совершенствующему метрологического обеспечения атомных станций.

4. Анализ проблем при сооружении и технической эксплуатации ядерных объектов и поиск путей их решения

Путём участия в:

4.1. Экспертно-консультативной деятельности в целях повышения надёжности и эффективности работы энергообъектов;

4.2. Анализе опыта эксплуатации, ремонта и модернизации действующих АЭС и других объектов атомной энергетики;

4.3. Анализе, ревизии, корректировке и разработке нормативно-технической документации;

4.4. Совершенствовании структур и систем управления на объектах атомной энергетики и промышленности;

4.5. Подготовке мероприятий по продлению сроков службы отдельных энергоблоков;

4.6. Анализе технических мероприятий по повышению проектных мощностей ядерных объектов с обеспечением их безопасности;

4.7. Разработке мероприятий по выводу и снятию из эксплуатации энергоблоков выработавших проектный срок службы;

4.8. Разработке и технической модернизации технологического оборудования ядерных объектов;

4.9. Реализации оргтехмероприятий по повышению ядерной и общей безопасности при эксплуатации технологического оборудования ядерных объектов.

Ко всем ветеранам атомной энергетики и промышленности всех стран.

Ко всем эксплуатирующим организациям атомной энергетики и промышленности всех стран.

Ко всем научным и производственным организациям атомной энергетики и промышленности всех стран.

Ко всем общественным национальным, зарубежным и международным организациям.

Ко всем законодательным и исполнительным органам власти всех стран.

ОБРАЩЕНИЕ

Мы, ветераны атомной энергетики и промышленности – участники учредительной конференции по созданию Международного союза ветеранов атомной энергетики и промышленности, убеждены:

- в необходимости поддержания развития атомной энергетики, как безальтернативного источника энергии на обозримый период времени, способного избавить грядущие поколения от энергетического кризиса;
- атомная энергетика – единственная освоенная человечеством отрасль энергетики, сравнимая по своей мощности и освоенности с традиционными источниками электроэнергетики на органическом топливе;
- только электроэнергетика, в структуре которой доля атомной энергетики с каждым годом все увеличивается, способна обеспечить экономический и социальный прогресс, обеспечивающий современный уровень качества жизни населения планеты;
- атомная энергетика, обладающая достаточными на ближайшие столетия ресурсами, наиболее стабильная и безопасная часть электроэнергетики, способна обеспечить энергетическую безопасность стран, её использующих, и дать человечеству возможность и время для промышленного освоения и перехода на новые, в том числе возобновляемые, источники электроэнергии.

География использования ядерной энергии расширяется, энергия атома становится все более востребованной. Атомная энергетика станет еще более привлекательной, если опыт и традиции разных стран будут обобщены (*негативное отброшено, но не забыто!*) и использованы в новых программах и проектах, особо – во время эксплуатации.

Обобщение мирового опыта, сохранение традиций и пропаганда развития атомной промышленности и энергетики приобретает в настоящее время особо важное значение в условиях нового витка их развития (ренессанса), особенно в странах, впервые обративших внимание на ядерную энергию, в которых в настоящее время еще не существует ни научной, ни промышленной баз, не говоря уже об опыте и традициях.

Мы, ветераны, на пороге гигантского всплеска в развитии атомной энергетики, объединяемся, чтобы передать знания и опыт специалистов разных стран и технических направлений новому поколению, которое примет на себя все трудности и всю ответственность за её безопасное развитие, и позволит ему избежать совершенных ранее ошибок.

Мы, ветераны атомной энергетики, во имя достижения выше изложенных целей объединились в Союз, чтобы совместно разрабатывать мероприятия, направленные, как на повышение безопасности дальнейшего развития атомной энергетики, так и на повышение уровня качества жизни и социальной защищенности ветеранов атомной энергетики.

Союз является неправительственной, некоммерческой общественной организацией, основанный на добровольном объединении национальных и корпоративных ветеранских организаций на основе общности интересов по реализации целей, предусмотренных его уставом.

Решение о создании Союза было принято 2 апреля 2008 года на общем собрании в г. Пештяны (Словакия) представителей Межрегиональной общественной организации ветеранов ОАО «Концерн Росэнергоатом» (Россия) и ветеранов атомной энергетики Словакии.

Понимая, что успешное развитие атомной энергетики в мире, обеспечение её безопасности возможно только на базе оценки и использования всего предыдущего опыта её развития и существования, мы, участники учредительной конференции, ОБРАЩАЕМСЯ ко всем:

- ветеранам атомной энергетики и промышленности всех стран;
 - эксплуатирующими организациям атомной энергетики и промышленности всех стран;
 - научным и производственным организациям атомной энергетики и промышленности всех стран;
 - общественным национальным, зарубежным и международным организациям;
 - органам законодательной и исполнительной власти всех стран
- поддержать наши намерения создать такой Союз, присоединиться к его деятельности и оказывать ему всяческую политическую и финансовую поддержку в целях использования всего нерастраченного потенциала ветеранов во имя обеспечения безопасности, надежности и экономической привлекательности атомной энергетики.

Наш девиз: «ТРАДИЦИИ И ОПЫТ ВЕТЕРАНОВ – МОЛОДЫМ»

Ветераны: Армении, Болгарии, Венгрии, Литвы, России, Словакии, Финляндии, Украины, Чехии.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ АВТОРОВ

- Авдеев А.А. 45
Акимов Е.М. 212
Аксенов В.И. 92
Александров А.Е. 73
Алексанин С.А. 95
Алексеев П.Н. 186, 194
Анишев Е.Ю. 49
Аркадов Г.В. 18
Арутюнян Р.В. 156
Архангельская А.И. 22
Асмолов В.Г. 7
Бабенко Т.С. 80
Бабкин Л.Б. 80
Бабушкин С.В. 49
Бакин Р.И. 150
Барченков И.А. 115
Бахметьев А.М. 66
Береснева Н.В. 111
Беркович В.Я. 59, 63
Беспалов В.Н. 119, 125
Билей Д.В. 31
Боженков О.Л. 18
Большов Л.А. 156
Бондаренко А.В. 56
Бородин Р.В. 159
Былов И.А. 66
Васильев Б.А. 25
Васильченко И.Н. 36
Ватулин А.В. 14
Виханский Н.И. 202
Волков В.С. 125, 129
Волков Ю.В. 179
Волчков Ю.Е. 81
Воробьева Л.М. 156
Воронков А.В. 63
Гаффари Х. 166
Голубев Е.И. 56
Горбачева Н.В. 111
Горобцов Л.И. 56
Григорьев Г.А. 95
Гринченко Г.П. 84
Гришанин Е.И. 194
Гуцев Д.Ф. 88
Давиденко Н.Н. 125, 129, 132
Декопов А.С. 81
Долбишев С.Ф. 115
Драгунов Ю.Г. 42
Дровников В.В. 136
Думов А.В. 66
Дунаев В.Г. 18
Дунаев В.И. 95
Евдокимов И.А. 56
Егоров В.А. 140
Егоров М.В. 136
Егоров Н.Ю. 136
Егорова Г.Е. 125
Емелин А.А. 59
Жбанников В.В. 136
Живун В.М. 136
Забегаев В.П. 66
Зборовский В.Г. 56
Зиягин Е.А. 66
Ибрагимов Р.Л. 125, 129
Кадушкин А.В. 136
Калнинь И.М. 176
- Канюкова В.Д. 56
Карась В.А. 80
Карзов Г.П. 32
Карякин Ю.Е. 119
Касьян А.Ю. 125, 129
Катруш С.Ф. 125
Каширин В.И. 163
Кислов О.В. 146
Клепикова Н.В. 159
Кобзарь Л.Л. 52
Коваленко В.В. 136
Кожаев Л.Н. 115
Козин Ю.Н. 81
Козлов В.Я. 84
Коломеев М.П. 159
Коробов Н.Д. 166
Косицын Е.М. 81
Косых В.С. 159
Кравченко Ю.Н. 56
Красноперов С.Н. 150
Кузнецов Ю.Н. 169
Кулич Н.В. 111
Куприянов В.Е. 59
Куракин К.Ю. 36
Кутягин В.В. 78
Кушбасов А.Н. 95
Кушманов С.А. 36
Лаврентьев С.А. 123
Лазутин В.А. 179
Лебедев В.И. 104, 125, 129, 132
Легуенко С.К. 172, 176
Лиханский В.В. 56
Лобков Ю.М. 125, 132
Лобов А.Г. 125, 129
Ловчев В.Н. 88
Максимец В.А. 108
Мальшев А.В. 163
Мальцев В.В. 66
Маматов А.П. 136
Мастеров А.В. 125, 129, 132
Матвеев В.З. 115
Махаев Ю.А. 66
Медведев В.С. 36
Мингазов Р.М. 63
Моренко А.И. 115
Морозов П.А. 179
Мохов В.А. 36, 59, 63
Назаров А.Г. 179
Никитин П.В. 146
Никишкина И.Н. 186
Николаев А.Н. 125
Николаев С.А. 125, 129, 132
Новиков В.В. 14
Новиков С.М. 156
Орлов К.Н. 99
Орлов В.В. 172
Осипьянец И.А. 150
Панченко С.В. 150
Пекин В.Н. 179
Петров А.А. 42
Пиминов В.А. 59
Пичужкина Н.М. 156
Полисмаков А.А. 194
Попов Ш.К. 115
Прокопенко А.С. 88
- Проценко В.П. 176
Пустовалов С.Б. 176
Пышнограев М.П. 103
Ракитская Т.Г. 203
Ревка В.Н. 84
Розенбаум Е.Л. 66
Ртищев Д.Е. 146
Рыжов С.Б. 36, 59, 63
Рябинин Ю.А. 56
Рябов А.А. 115
Самедов Я.Ю. 78
Сараев Ю.П. 212
Семченков Ю.М. 7, 52
Сесекин А.Н. 153
Сидоренко В.А. 7
Смирнов А.С. 66
Смирнова Л.С. 186
Соловьев В.П. 115
Сомов И.Е. 125, 129, 132
Сорокин А.А. 56
Сорокин В.А. 115
Стовбуи В.В. 84
Струева Ю.А. 186
Стукалов В.А. 186
Суарес Х. 70, 206
Субботин С.А. 186
Тарасов А.В. 80
Ташлыков О.Л. 153
Терещенко А.Б. 56
Типоченков Е.Т. 125
Тишков В.М. 104
Томаров Г.В. 88
Троянов В.М. 14
Угрюмов А. В. 56
Ульянова М.В. 208
Урусов В.В. 99
Усанов А.И. 88
Федорович Е.Д. 119
Федосовский М.Е. 95
Филимонцев Ю.Н. 80
Филин А.И. 172
Фонарев Б.И. 194
Хорошев В.Н. 81
Цуккин Е.В. 179
Ченцов А.Г. 153
Черемискин В.И. 104
Черемискин С.В. 104
Черникин А.В. 104
Чернов В.А. 125, 129, 132
Чернышёв А.К. 115
Чирко Л.И. 84
Чубирко М.И. 156
Шамароков А.С. 45
Шаров Е.И. 181, 186, 194
Шашина Т.А. 156
Шепелев С.В. 88
Шипков А.А. 88
Ширали М. 166
Шкабура И.А. 14
Шмаков Л.В. 104
Штромбах Я.И. 35
Шутиков А.В. 28
Щеклеин С.Е. 153
Яненко Ю.Е. 125
Янчук В.А. 163
Ярославцев Г.Ф. 125, 129, 132

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

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