

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»**

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

Москва, 26–27 мая 2010 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Пленарные доклады	3
Plenary session	27
Секция 1. Эксплуатация АЭС	
■ Эксплуатация ВВЭР, РБМК, БН	48
■ Тепломеханическое оборудование, диагностика, ресурс, модернизация и продление срока службы АЭС.....	136
■ Техническое обслуживание и ремонт, материаловедение и контроль металла	179
■ Совершенствование электротехнического оборудования, систем контроля и управления	214
■ Пожарная безопасность АЭС.....	231
■ РАО, ОЯТ, вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС	236
■ Радиационная безопасность, экология АЭС, противоаварийная готовность	298
Секция 2. Развитие атомной энергетики	327
Секция 3. Экономика атомной энергетики	407

Материалы сборника тезисов конференции представлены в авторской редакции

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

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

Асмолов В.Г., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В докладе представлена информация об опыте безопасной эксплуатации блоков АЭС Российской Федерации и основных итогах за 2009 год. По состоянию на 01.01.2010 в эксплуатации находились 31 энергоблок общей мощностью 22 700 МВт. В мае 2010 г. планируется ввод в промышленную эксплуатацию энергоблока № 2 Ростовской АЭС мощностью 1000 МВт. Суммарное производство электроэнергии атомными станциями России в 2009 году составило 163,3 млрд кВт·ч (около 16 % общего объема производства электроэнергии в России). Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) составил 80,2%.

Достижение таких показателей обеспечено за счет проведения в 2008–2009 гг. комплекса работ, направленных на повышение уровня надежности эксплуатации энергоблоков АЭС, на совершенствование технического обслуживания и ремонта, на модернизацию и продление срока службы энергоблоков действующих АЭС.

В докладе рассмотрены мероприятия, способствовавшие повышению эффективности работы АЭС, приведены динамика нарушений в работе АЭС и показатели состояния радиационной безопасности на АЭС России, а также сформулированы задачи и технико-экономические цели для атомной генерации Концерна на 2010 год.

Особое место в докладе занимают мероприятия по реализации Программы повышения эффективности ОАО «Концерн Росэнергоатом» на 2010–2012 годы, направленные на максимизацию выработки электроэнергии на энергоблоках АЭС при обеспечении их гарантированной безопасности, выполнение планов комплексной поэтапной модернизации энергоблоков с ВВЭР-1000.

В докладе приводится анализ влияния внешних граничных условий на развитие атомной энергетики России начиная с «постчернобыльского» периода по настоящее время.

Дается оценка влияния мирового экономического кризиса на развитие атомной энергетики, приводится информация по текущему состоянию сооружаемых АЭС, планах по сооружению АЭС на новых площадках, подтверждается стратегическая роль атомной энергетики в обеспечении энергетической безопасности России.

В завершающей части доклада представлена информация об основных направлениях оптимизации технологии ВВЭР, разработке проекта АЭС-2010 (ВВЭР-ТОИ), как эволюционного развития проекта АЭС-2006, а также дается прогноз облика ядерно-энергетической системы России на середину XXI века.

Освоение и опыт эксплуатации АЭС на повышенном уровне мощности. Перспективы дальнейшего повышения мощности до 110% и 112%

Шутиков А.В., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Одной из возможностей увеличения выработки электроэнергии на блоках АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и ВВЭР-440 является повышение тепловой мощности РУ за счёт инженерных запасов оборудования с учётом фактических характеристик, полученных в результате его изготовления и зафиксированных в процессе эксплуатации.

В соответствии с Решением от 27.11.2003 НТС «Концерн Росэнергоатом» и секции №4 НТС Минатома России совместными усилиями Эксплуатирующей организации и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги, была организована работа по повышению тепловой мощности РУ действующих энергоблоков АЭС.

Разработана отраслевая «Программа увеличения выработки электроэнергии на действующих энергоблоках АЭС «Концерн Росэнергоатом» в целях реализации которой был разработан ряд подпрограмм различного уровня по нескольким направлениям, включая «Повышение тепловой мощности энергоблоков ВВЭР-1000 на 4%» и «Повышение тепловой мощности энергоблоков ВВЭР-440 на 7%».

В докладе рассмотрены основные моменты повышения тепловой мощности энергоблоков АЭС, которые включают в себя:

- обоснование безопасности;
- модернизацию систем и оборудования;
- анализ дополнительного воздействия на окружающую среду;
- проведение испытаний и опытной эксплуатации.

Возможность повышения мощности на российских АЭС подтверждается заключениями Главных конструкторов реакторных установок и Генеральных проектантов АС.

В 2008 году Ростехнадзор одобрил подход разработчиков проекта РУ и АС к обоснованию безопасности испытаний и эксплуатации на уровне тепловой мощности 104% от номинального и выдал разрешение на опытно-промышленную эксплуатацию блоков №2 Балаковской АЭС и №1 Ростовской АЭС на повышенной мощности. В дальнейшем данный подход был использован при выполнении аналогичных работ на других энергоблоках АЭС.

Программой повышения эффективности деятельности ОАО «Концерн Росэнергоатом» на 2010–2012 гг. определены дальнейшие шаги в реализации задач повышения безопасности и увеличения производства электроэнергии на действующих блоках АС.

В 2008–2009 годах ОАО «ВНИИАЭС» совместно с ОАО ОКБ «Гидропресс», ОАО «Атомэнергопроект», ФГУ РНЦ «Курчатовский институт», ФГУП НПО «ВЭИ Электроизоляция» и ОАО «Турбоатом» выполнил «Анализ технических возможностей и экономической целесообразности увеличения мощности на блоке №4 Балаковской АЭС». Результаты данного анализа свидетельствуют о принципиальной возможности работы блока на мощности 107–110% от номинального уровня. На основании выполненного анализа в соответствии с программой повышения эффективности деятельности ОАО «Концерн Росэнергоатом» разработан «План организационно-технических мероприятий по увеличению тепловой мощности реактора пилотного блока № 4 БАЛАЭС до 107–110% Нном в 18-месячном топливном цикле». Основной целью реализации данного плана является получение разрешения Ростехнадзора на опытно-промышленную эксплуатацию блока № 4 Балаковской АЭС на уровне мощности 107% от номинального на базе обоснований для уровня мощности 110% Нном. По результатам опытной эксплуатации на уровне мощности 107% будет принято решение о дальнейшем повышении мощности до 110% и распространении данного опыта на другие энергоблоки АЭС с реакторами ВВЭР-1000.

Перспективы развития технологии ВВЭР

Сидоренко В.А., РНЦ «Курчатовский институт»

Ближняя перспектива развития атомной энергетики России опирается на эволюционное развитие технологии ВВЭР, а среднесрочная и более отдаленная перспективы ориентируются на новые цели, которые должны определять задачи как эволюционного, так и инновационного развития этой технологии. Центральная задача стратегии развития атомной энергетики – формирование оптимальной структуры всего ядерного топливного цикла в топливно-энергетическом балансе страны. Необходимо обеспечить возможность полного использования изотопов урана и тория путем создания замкнутого топливного цикла. В обозримое время центральными задачами инновационного развития реакторов деления становятся разработка эффективных бридеров на быстрых нейтронах и повышение эффективности топливоиспользования в реакторах на тепловых нейтронах. Легководные корпусные реакторы имеют все основания занять приоритетное место в решении этой задачи, поскольку именно в этом направлении накоплен наибольший опыт, имеются проверенные на практике решения и практические проработки по их дальнейшему совершенствованию. Основные требования к ВВЭР в инновационной ядерно-энергетической системе:

- более эффективное использование урана;
- снижение инвестиционных рисков;
- повышение термодинамической эффективности.

Исходя из рассмотрения целесообразной структуры атомной энергетики в энергетической стратегии России в первой половине текущего столетия в настоящее время необходимо сосредоточиться на разработке реакторных систем, которые смогут быть реализованы в период 2020–2025 годов и далее. Выявляются два направления технологического развития ВВЭР:

- первое – эволюционное, являющееся продолжением эволюционного развития ближайшего десятилетия, проявляющегося в разработке блоков АЭС-2010, с качественным улучшением характеристик топливоиспользования как в открытом топливном цикле, так и при переходе к замкнутому топливному циклу в сочетании с бридерами на быстрых нейтронах;
- второе – инновационное, с переходом в область сверхкритического давления воды, и отодвинутое в своей реализации на 5–10 лет.

Параллельно с реализацией эволюционного направления развития ВВЭР следует разработать и реализовать в серийном строительстве энергоблоки широкого мощностного ряда для региональной энергетики. Все блоки должны допускать свободное размещение по условиям безопасности, и время сооружения энергоблока должно составлять 3,5–4 года.

Подчеркивается 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.

Экономическая политика в условиях реформирования рынка электрической энергии и мощности и реализации инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Архангельская А.И., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

1. Прогнозирование доходов ОАО «Концерн Росэнергоатом» на перспективу до 2022 года в условиях работы АЭС на реформируемом рынке энергии и мощности. В рамках этого раздела доклада будет представлен обзор основных сценарных условий прогнозирования доходов ОАО «Концерн Росэнергоатом» на перспективу до 2022 года с учетом макропараметров МЭР России, особенностей работы рынка на сутки вперед (РСВ) в период до 2014 года, особенностей долгосрочного рынка мощности для атомных станций.

2. Прогнозирование эксплуатационных расходов ОАО «Концерн Росэнергоатом» на перспективу до 2022 года. Представляются подходы к прогнозированию эксплуатационных расходов, учитывающие изменения в ядерном топливном цикле, требования к повышению экономической эффективности генерирующей компании.
3. Прогнозирование инвестиционных источников ОАО «Концерн Росэнергоатом», сопоставление с инвестиционными потребностями. Поиск путей сближения реальных источников и инвестиционных потребностей.

Опыт эксплуатации новых топливных сборок и перспективы развития топливных циклов для АЭС с ВВЭР

*Рыжов С.Б., Мохов В.А., Васильченко И.Н., Кушманов С.А.,
Куракин К.Ю., Медведев В.С., ОКБ «Гидропресс»*

В докладе под понятием «новые сборки» понимается конструкция ТВС-2 с жестким каркасом и ее модификации, обеспечивающие геометрическую стабильность активной зоны.

По внешней конфигурации и конструкции отдельных элементов она является эволюционным развитием предшествующих модификаций бесчехловых ТВС. Новое качество обеспечено модернизацией решеток и сваркой их к направляющим каналам ТВС. Такая конструкция в российском исполнении имеет значительные преимущества по сравнению со всеми другими аналогами и с учетом опыта эксплуатации является базовой для новых проектов РУ с реактором типа ВВЭР-1000. На базе этой конструкции реализованы топливные циклы, соответствующие сегодняшним потребностям АЭС.

Началу создания ТВС-2 предшествовала ситуация на АЭС с известными проблемами по обеспечению проектного срабатывания аварийной защиты, проблемами с перегрузкой активной зоны. 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 топливной сборки.

Первая партия кассет 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.

Опытно-промышленная эксплуатация закончилась в 2006 году на Балаковской АЭС. Основным результатом ОПЭ было обеспечение проектной геометрии ТВС, в результате чего была упрощена эксплуатация блоков, упрощен процесс перегрузки реактора. Следует подчеркнуть, что за время ОПЭ и в дальнейшем (даже при увеличении скорости перемещения) 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 не нуждается в дополнительных конструктивных или организационных мерах для страховки от повреждения при ТТО.

На базе ТВС-2 на Балаковской АЭС достигнут коэффициент использования установленной мощности 90% и надежность твэл $1,6 \cdot 10^{-6}$.

После внедрения конструкции ТВС-2 появилась возможность модернизации топливных циклов и перехода на топливный цикл $3 \times 1,5$ года.

Одновременно с этим внедряется новый тип ТВС-2 — ТВС-2М. На первой фазе с бланкетами, на второй — без бланкетов. Цель этого перехода — увеличение длительности топливной кампании 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.

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 загрузки блока № 2 была сразу сформирована из ТВС-2М без бланкетов.

ТВС-2М внедряются на блоке 1 ТАЭС в топливном цикле 4×1 год при мощности 100% $N_{ном}$. В дальнейшем блоки 1 и 2 ТАЭС будут переводиться на эксплуатацию ТВС-2М в топливном цикле $3 \times 1,5$ года.

Показана принципиальная возможность эксплуатации ТВС-2М в топливном цикле 5×1 год с учетом повышенной неравномерности энерговыделения до $K_g = 1,65$.

Дальнейшим возможным шагом увеличения загрузки топлива в активной зоне и, соответственно, длительности топливного цикла (2×2 года) является проведение НИОКР и обоснование безопасности РУ с таблеткой 7,8/0 мм.

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 «ВНИИНМ»*

В докладе рассматриваются 3 вопроса, касающиеся разработки ядерного топлива для обеспечения ядерно-энергетической системы России: 1 — топливо для реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200; 2 — концептуальные подходы к созданию производства смешанного топлива для реакторов на быстрых нейтронах, работающих в замкнутом топливном цикле, 3 — разработка твэлов дисперсионного типа для плавучих энергоблоков (ПЭБ) и атомных станций малой мощности (АСММ).

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.

Таблица 1. Основные параметры РУ ВВЭР-1200 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, °С	291	298,6
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	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

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

В докладе обсуждаются особенности конструкции твэлов и их обоснования.

Смешанное топливо. Федеральная целевая программа «Ядерные энерготехнологии 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. 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 максимальной 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, отличающемся, 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.

Во ВНИИНМ разработана универсальная технология изготовления смешанного таблеточного топлива с применением современных технологий.

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.

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 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.

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.

ПЭБ и 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.

В активных зонах атомных ледоколов типа КЛТ-40 используются твэлы с ядерным топливом на основе высокообогащенного урана (содержащего более 20 % ^{235}U). 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 модернизация 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 ураноемкостью, чем топливо атомных ледоколов.

Оценка эффективности конструкторских решений быстрых натриевых реакторов и их развития в новых проектах

Васильев Б.А., ОАО «ОКБМ Африкантов»

Эффективность конструкторских решений РУ следует оценивать с разных позиций, характеризующих качество атомного энергоблока: с позиций обеспечения надежности, экономичности и безопасности.

Конструкторские решения для РУ с энергетическим быстрым реактором были предложены первоначально для проекта БН-350 с петлевой компоновкой первого контура, а затем, более совершенные для РУ БН-600.

Проект РУ БН-600 оказался успешным – к апрелю 2010г. реактор отработал 30 лет с высокими показателями надежности и безопасности. При эксплуатации БН-600 подтверждена оптимальность

принятой двухконтурной схемы РУ с реактором интегрального типа. Конструкция РУ БН-600 сохранила высокую работоспособность, что позволило обосновать возможность продления срока эксплуатации энергоблока до 45 лет.

Эффективность конструкторских решений РУ БН-600 и других возможных решений оценивалась при разработке сооружаемого энергоблока БН-800 и дополнительно анализируется в настоящее время при разработке проекта БН-1200.

В проекте БН-800 сохранены основные конструкторские решения БН-600. Основные изменения направлены на создание дополнительных систем безопасности и возможности эксплуатации реактора с МОКС-топливом вместо диоксида урана, используемого в реакторе БН-600. Последнее обстоятельство привело к изменению конструкции активной зоны и системы загрузки свежих ТВС.

В проекте БН-1200, разрабатываемом с целью коммерциализации реакторов БН — перехода к их серийному сооружению предусматриваются более существенные изменения, направленные, в первую очередь, на улучшение технико-экономических показателей РУ и энергоблока.

Основные намеченные изменения конструкторских решений в проекте БН-1200 следующие:

- укрупнение диаметра твэла с целью увеличения кампании ТВС;
- введение в бак реактора вспомогательных систем первого контура, что позволило сократить ряд вспомогательных систем и повысить безопасность РУ;
- упрощение системы перегрузки за счет увеличенной выдержки отработавших ТВС во внутриреакторном хранилище;
- укрупнение модулей парогенератора с целью снижения материалоемкости;
- ослабление нейтронного потока на внутриреакторные конструкции для обеспечения 60-летнего срока службы РУ.

Научно-техническая поддержка эксплуатации АЭС с канальными реакторами

Драгунов Ю.Г., Петров А.А., ОАО «Ордена Ленина Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехники имени Н.А. Доллежале»

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

- выполнение работ по модернизации и реконструкции энергоблоков № 4 Курской АЭС и № 4 Ленинградской АЭС, при этом

работы по замене КСКУЗ и других спецсистем на энергоблоке № 4 Курской АЭС выполнены в рекордно короткие сроки (250 суток);

- разработка ОУОБ 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.

Перевод систем СУЗ на кластерные органы регулирования позволил снизить эффект реактивности при обезвреживании контуров охлаждения СУЗ до величины менее 1β, увеличить скоростную эффективность СУЗ.

По результатам дополнительных испытаний на энергоблоке № 3 Курской АЭС обоснована возможность снижения простоя после срабатывания аварийной защиты с 48 до 27 часов.

Улучшению нейтронно-физических характеристик активных зон реакторов способствовало продолжение загрузки всех реакторов уран-эрбиевым топливом обогащением 2,8% и содержанием эрбия 0,6%. На начало 2010 года доля нового топлива достигла 76%, остальное топливо — также уран-эрбиевое, но с обогащением 2,6%.

Подготовлена к загрузке на Ленинградскую АЭС первая партия ТВС с антидебризным фильтром и профилированием по высоте уран-эрбиевого топлива. Использование профилированного топлива позволит полностью отказаться от дополнительных поглотителей в активной зоне и снизить принятый сегодня оперативный запас реактивности.

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

Проведены, совместно с ЭНИЦ и РНЦ «Курчатовский институт», эксперименты по доказательству отсутствия зависимого разрушения технологических каналов (ТК) при хрупком разрушении одного ТК. Подготовлены расчётно-экспериментальные исследования по определению границ увеличения внутреннего диаметра ТК с точки зрения теплотехнической надёжности на заключительном этапе эксплуатации реакторов РБМК.

Мониторинг состояния элементов активных зон реакторов показал, что основные усилия должны быть направлены на сохранение зацепления трактов с графитовыми колоннами.

Продолжались работы по решению проблем повреждения по механизму межкристаллитного растрескивания сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду300 и Ду200 на АЭС с РБМК и Билибинской АЭС. Результаты работ и темпы решения проблем указывают на необходимость усиления административного руководства и научно-технической координации по этому направлению.

По снятию с эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 Белоярской АЭС специалисты ОАО «НИКИЭТ» принимали участие в обосновании безопасности при реализации различных этапов этого процесса и в выполнении проектно-конструкторских работ по реализации конкретных технологических процессов при подготовке ОЯТ к вывозу на ПО «МАЯК».

Программы МАГАТЭ по повышению безопасности АЭС во всем мире

М. Эль-Шанавани, МАГАТЭ

Согласно положениям Статьи 3.А.6 своего устава МАГАТЭ уполномочено «...устанавливать или принимать...стандарты безопасности...и обеспечивать меры для их применения». МАГАТЭ ведет разработку стандартов (норм) безопасности в рамках открытого и прозрачного процесса при участии Комитетов по Стандартам Безопасности и Комиссии по Стандартам Безопасности, в которых представлены Государства-члены. Стандарты безопасности МАГАТЭ, не являясь юридически обязательными для Государств-членов, де-факто используются в глобальном масштабе как ссылочный материал для целей достижения высоких уровней безопасности.

Стремясь к глобальному применению своих стандартов безопасности [1], МАГАТЭ предлагает Государствам-членам ряд консультативных услуг и услуг по анализу безопасности. Эти услуги ориентированы на оказание помощи Государствам-членам на протяжении всего срока службы их установок. Услуги охватывают многие области, в том числе — Систему регулирования [2], Оценку безопасности [4], Инженерно-техническую безопасность [5 и 7], Эксплуатационную безопасность [6], Управление безопасностью, Культуру безопасности, а также обучение в вопросах, относящихся к атомным электростанциям, исследовательским реакторам и предприятиям ядерного топливного цикла. В настоящей статье дается более подробная информация о некоторых услугах МАГАТЭ [8], таких как миссии Группы по рассмотрению эксплуатационной безопасности (ОСАПТ) и Концептуальное рассмотрение безопасности реакторов (GRSR) для реакторов новых проектов.

В статье, кроме того, будет рассмотрена деятельность Международного центра ядерной безопасности (INSAC), который был учрежден с целью извлечения выгод из поступательного движения, достигнутого к настоящему моменту, для формирования в глобальном масштабе компетенций в области ядерной безопасности, основанных на интерпретации и применении стандартов безопасности МАГАТЭ. Этот центр совершенства будет способствовать дальнейшему наращиванию усилий МАГАТЭ по созданию компетенций и расширению его поддержки, оказываемой Государствам-членам.

Безопасность и экономика атомной энергетики Украины

Билей Д.В., ГП НАЭК «Энергоатом», г. Киев

В Украине атомная энергетика занимает главенствующее положение в общей структуре топливно-энергетического комплекса и является стабилизирующим фактором в социально-экономическом развитии страны. За 2009 г. в Украине выработано 173,1 ТВтч электроэнергии. Удельный вес ядерной энергетики в отечественном производстве электроэнергии составляет 48%.

Государственное предприятие Национальная атомная энергогенерирующая компания «Энергоатом» объединяет четыре атомные электростанции – Запорожскую, Ривненскую, Южно-Украинскую и Хмельницкую, на которых эксплуатируется 15 ядерных энергоблоков общей установленной мощностью 13,8 ГВт (*13 энергоблоков типа ВВЭР-1000 с установленной мощностью 1000 МВт каждый и 2 энергоблока ВВЭР-440 установленной мощностью 420 и 415 МВт*). В перспективе планируется завершение строительства еще 2 энергоблоков – №3 и №4 Хмельницкой АЭС.

1. Итоги работы Компании в 2009 году.

Снижение спроса на электроэнергию в 2009 году заставило пересмотреть планы на производство в сторону их снижения. Учитывая, что основным источником финансовых ресурсов Компании являются средства за отпущенную в Энергорынок электроэнергию, плановое снижение производства электроэнергии привело к недополучению 5,4% денежных средств. Поэтому в Компании была четко расставлена приоритетность реализуемых программ с максимально эффективным и экономным использованием имеющихся ресурсов.

Основные производственные показатели НАЭК «Энергоатом» за 2009 год свидетельствуют о надлежащей работе атомщиков Украины в прошлом году – плановое задание по выработке электроэнергии выполнено на 101,1%. Было выработано 83,2 млрд.кВтч электроэнергии.

В Энергорынок отпущено 78,0 млрд.кВтч электроэнергии, что соответствует 101,3% планового задания.

Коэффициент использования установленной мощности за 2009 г. составлял 68,4%.

За 2009 год выполнено 11 планово-предупредительных, 7 текущих и 5 внеплановых ремонтов. Энергоблоки пребывали в ремонте общей продолжительностью 1 279,56 суток. Внеплановые ремонты привели к недовыработке 1 803,4 млн кВтч электроэнергии, что на 893,3 млн кВтч меньше, чем в 2008 г. *(в 2008 г. — 2 696,7 млн кВтч)*.

2. Выполнение мероприятий по повышению безопасности на АЭС Украины

Наивысшим приоритетом в деятельности НАЭК «Энергоатом» является повышение безопасности действующих энергоблоков АЭС. Повышение безопасности проводится по программам, основная из которых - «Концепция повышения безопасности действующих энергоблоков атомных электростанций», утвержденная Кабинетом Министров Украины.

В Компании создана и действует система планирования и управления реализацией мероприятий по повышению безопасности и модернизации. Тем не менее, в 2009 году возникали определенные трудности, связанные с наличием различных технических подходов к решению некоторых вопросов для блоков «малой серии» (*№1 и №2 ЮУАЭС*). Имеется в виду: обоснованность установки регуляторов САОЗ ВД и подходы к квалификации БРУ-А. По этим вопросам проведены научно-технические советы с участием проектных институтов, академии наук Украины. Приняты соответствующие решения и сегодня у нас есть полная ясность в путях реализации этих сложных мероприятий.

Из запланированных на 2006—2009 годы 250 пилотных мероприятий фактически выполнено 228 пилотных мероприятий, из них согласовано регулятором — 220 мероприятий.

Значительно перевыполнены взятые на себя обязательства по адаптации мероприятий. Процент выполнения и согласования адаптационных мероприятий составляет — 110% и 108% соответственно. Причины невыполнения в 2009 году некоторых плановых адаптационных мероприятий связаны с календарным переносом сроков ППР и задержкой в реализации пилотных мероприятий.

В настоящее время пути решения всех технических проблем известны. В условиях финансового кризиса в 2009 году удалось реализовать большинство пилотных мероприятий Концепции, в т.ч. в первую очередь на энергоблоке №1 РАЭС.

Основной проблемой для реализации Концепции в полном объеме сегодня является недостаток средств, учитывая одновременное про-

ведение работ по подготовке пилотных блоков к продлению срока эксплуатации.

3. Программа модернизации и повышения безопасности энергоблоков Х2/Р4

Реализация мероприятий по повышению безопасности и модернизации новых блоков РАЭС-4 и ХАЭС-2 проводится по отдельной Программе, которая прошла экспертную оценку западных специалистов. Это было обусловлено обязательствами Украины, взятыми для обеспечения уровня безопасности новых блоков, отвечающего современным требованиям.

Сегодня Программа модернизации «после пуска» энергоблока Х-2/Р-4 выполнена в полном объеме. По результатам выполнения Программы обеспечено доведение уровня безопасности энергоблоков Х-2/Р-4 до уровня безопасности, соответствующего лучшим зарубежным аналогам.

4. Сводная программа повышения безопасности энергоблоков АЭС Украины

Целью реализации Сводной программы повышения безопасности АЭС Украины (СПБ) являются:

- доведение уровня безопасности всех энергоблоков Украины до уровня, соответствующего международным требованиям по безопасности;
- выравнивание уровня безопасности до уровня энергоблоков Х-2/Р-4;
- выполнение существующих обязательств перед международными организациями по реализации мероприятий по повышению безопасности;
- приведение в соответствие с требованиями правил, норм и стандартов по безопасности;
- продление срока эксплуатации действующих энергоблоков АЭС.

СПБ прошла государственную экспертизу украинского регулирующего органа и международной экспертной организации РИСКАУДИТ. Все мероприятия программы должны быть реализованы на каждом энергоблоке, как правило, до окончания проектного срока эксплуатации. Ориентировочная стоимость СПБ ~ € 1,4 млрд.

5. Продление сроков эксплуатации энергоблоков

Пилотными по продлению эксплуатации являются энергоблоки №№1, 2 РАЭС и энергоблок №1 ЮАЭС. Для этих энергоблоков выбран вариант выполнения организационно-технических мероприятий для продления эксплуатации без остановов, то есть на протяжении проектного срока эксплуатации. Работы выполняются в соответствии с «Комплексной программой работ по продлению срока эксплуатации действующих энергоблоков атомных станций».

В 2009 году выполнен рекордный объем работ по продлению срока эксплуатации энергоблока №1 РАЭС. И сегодня есть все основания ожидать, что в декабре текущего 2010 года регулирующий орган Украины (ГКЯРУ) примет позитивное решение относительно выдачи нам соответствующей лицензии уже на продленный срок эксплуатации этого блока.

6. Нарушения в работе АЭС ГП НАЭК «Энергоатом»

Благодаря внедрению на АЭС ряда мероприятий по повышению безопасности и надежности, а также действующей в ГП НАЭК «Энергоатом» системе учета опыта эксплуатации, динамика нарушений станционного уровня имеет отрицательный тренд.

Перспективы развития ядерной энергетики Китая и применения российских технологий ВВЭР и БН реакторов

Жан Тао, Национальная ядерная корпорация Китая

Быстрый устойчивый экономический рост Китая и неуклонное повышение уровня жизни его населения обусловили огромный спрос на энергию, открывший большие возможности для развития атомной энергетики. Решая задачу «удовлетворения энергоспроса, изменения структуры энергетики, выполнения условий договора о сокращении выбросов углекислого газа и защиты окружающей среды», китайское правительство намерено увеличить установленную мощность атомной энергетики к 2020 г. до 40 ГВт действующих и 18 ГВт строящихся энергоблоков, что в сумме составит 4% всей установленной мощности энергоисточников Китая. Это создает значительные перспективы для быстрого развития атомной энергетики в стране. Будучи комплексным научным и технологическим ядерным предприятием, Национальная ядерная корпорация Китая (CNNC) является ключевым инструментом развития атомной энергетики. Корпорация накопила значительный опыт проведения НИОКР, строительства, эксплуатации и управления работой АЭС, и ей поручена миссия «развития отечественной атомной энергетики и обеспечения поставки ядерного топлива».

CNNC давно имеет самые тесные связи с атомной отраслью России в области атомных электростанций, ядерного топлива и проведения ядерно-технологических НИОКР. Тяньваньская АЭС было сооружена Китаем и Россией на основе принципов «углубления политического доверия, развития экономического и торгового сотрудничества и укрепления стратегического партнерства». ТАЭС представляет собой высокотехнологичный совместный проект в области использования ядерной энергии и крупнейший проект технико-экономического сотрудничества Китая и России. В 2007 г. была введена в эксплуатацию

первая очередь станции — два блока мощностью по 1060 МВт (эл.), построенные по российскому проекту «АЭС-91». Успешная работа блоков обеспечила выработку 44 ТВт·ч электроэнергии за прошедшие 3 года. Еще одним важнейшим совместным проектом двух стран является Китайский экспериментальный быстрый реактор (CEFR). Работа по проекту этого первого в Китае быстрого бассейнового реактора с натриевым теплоносителем тепловой мощностью 65 МВт и электрической мощностью 20 МВт была начата в мае 2000 г. К настоящему времени завершена подготовка реактора к физическому пуску.

Атомная энергетика является важным направлением сотрудничества Китая и России в области энергетики. Быстрый рост энергоспроса в Китае создал хорошие возможности для углубления сотрудничества двух стран в области атомной энергетики. Корпорация CNNC и российская национальная ядерно-энергетическая компания подписали 23 марта 2010 г. рамочное соглашение о строительстве второй очереди (3 и 4 блоков) Тяньваньской АЭС, а также меморандум о взаимопонимании о сооружении в Китае двух энергоблоков с демонстрационным быстрым реактором типа БН-800, которые официально положили начало строительству второй очереди ТАЭС (два ВВЭР) и дали импульс совместной работе по сооружению демонстрационного быстрого реактора типа БН-800.

Сотрудничество Китая и России в сфере ядерной энергетики имеет широкие перспективы. CNNC намерена развивать обмен и сотрудничество с российской атомной промышленностью в целях совместного развития атомной энергетики в Китае и других странах, совершенствования ядерных топливных технологий и применения ядерной энергии на благо человечества.

Обеспечение радиационной прочности корпусов и внутрикорпусных устройств атомных реакторов АЭС с ВВЭР

Карзов Г.П., ФГУП «ЦНИИ КМ «Прометей»

Проблема обоснования и обеспечения прочности корпусов атомных реакторов является ключевой при определении безопасного срока их работы, как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации, при этом, важнейшим фактором, определяющим ограничение срока эксплуатации, как корпуса, так и внутрикорпусных устройств, является нейтронное облучение, приводящее к повреждению металла и, как следствие, к деградации его служебных характеристик. Эта проблема носит комплексный характер и может быть разделена на несколько самостоятельных, но в то же время тесно связанных между собой этапов.

1. Оценка напряженного состояния и определение уровня воздействующего на металл нейтронного облучения для различных зон рассматриваемых конструкций.

2. Изучение физики повреждения конструкционных материалов и механизмов возможного разрушения конструкций с учетом воздействия на металл всего комплекса эксплуатационных факторов.

3. Обоснование критериев разрушения материала и определение закономерностей изменения этих характеристик в процессе эксплуатации.

4. Определение предельных состояний конструкций и разработка методов расчета их долговечности, максимально адекватно отражающих условия повреждения материала, а также процессы возникновения и развития возможного разрушения.

5. Обоснование на базе разработанных методик безопасного срока эксплуатации конструкций и разработка, в случае необходимости, компенсирующих мероприятий, обеспечивающих возможность его увеличения.

6. Создание системы мониторинга состояния конструкций с целью поэтапного уточнения и дополнительного обоснования безопасности их работы.

7. Создание и промышленное освоение новых или усовершенствование существующих конструкционных материалов для следующего поколения атомных реакторов с целью обеспечения возможности существенного повышения их эксплуатационных характеристик.

Следует отметить, что последние 15 лет по всем указанным направлениям по заданиям концерна Росэнергоатом проводились целенаправленные взаимно скоординированные работы, основными исполнителями которых являлись РНЦ Курчатовский институт, ЦНИИ КМ «Прометей» и ОКБ «Гидропресс». Это позволило к настоящему времени получить целый ряд практически важных результатов, направленных на решение задачи продления срока службы корпусов и внутрикорпусных устройств действующих реакторов типа ВВЭР-1000.

Применительно к обеспечению создания реакторов типа ВВЭР нового поколения последние годы проводились работы по созданию и промышленному освоению новой высокорадационностойкой корпусной реакторной стали. В настоящее время эти работы находятся на завершающей стадии. Испытания металла промышленных плавков стали и производственных сварных соединений показали, что на основе этих материалов могут быть созданы атомные реакторы, имеющие расчетный флюенс на корпус не менее $2 \cdot 10^{20}$ н/см². При этом значения критической температуры хрупкости на конец срока эксплуатации для металла корпуса реактора будут находиться в диапазоне не выше 30 °С. Это открывает большие возможности для повышения мощности

энергетических реакторов типа ВВЭР без существенного увеличения их габаритов.

Что касается внутрикорпусных устройств, то с учетом накопленных знаний о природе повреждения металла ВКУ стала возможной постановка комплексной материаловедческо-конструкторской работы с целью достижения допустимого флюенса нейтронов на элементы ВКУ на уровне 160 сна.

Таким образом, в настоящее время созданы условия не только для успешного продления срока службы действующих атомных реакторов, но также и для создания в самое ближайшее время на основе применения новых материалов следующего поколения блоков АЭС с реакторами типа ВВЭР, обладающих качественно новыми эксплуатационными и технико-экономическими характеристиками.

Разработка технологии отжига корпусов реакторов ВВЭР-1000

Штромбах Я.И., РНЦ «Курчатовский институт»

Решением задачи продления срока службы до 60 и более лет для корпусов реакторов ВВЭР-1000 с высоким содержанием никеля (более 1,65%), близких к исчерпанию радиационного ресурса, является проведение восстановительного отжига критичных сварных швов, подверженных наибольшей радиационной нагрузке). Подобный способ восстановления свойств металла сварных швов был успешно применен для корпуса реактора (КР) ВВЭР-440, однако, различия в химическом составе, конструкции и условиях эксплуатации потребовали для корпусов реакторов ВВЭР-1000 более высокой температуры восстановительного отжига.

Для оценки эффективности отжига необходимо не только подтвердить высокую степень восстановления свойств при выбранном температурно-временном режиме, но и исследовать кинетику радиационного охрупчивания при повторном облучении. Эта задача требует проведения в короткие сроки облучения образцов материалов КР ВВЭР-1000, прошедших восстановительный отжиг, до флюенса, соответствующего 60 – летнему сроку службы КР, что может быть осуществлено посредством ускоренного облучения образцов в исследовательском реакторе. При этом плотность потока быстрых нейтронов ($E > 0,5$ МэВ) на два-три порядка величины превышает значения, характерные для стенки КР. При анализе результатов ускоренного облучения должно быть учтено возможное влияние, так называемого, «эффекта флакса».

В данной работе проведена экспериментальная оценка эффективности проведения восстановительных отжигов КР ВВЭР-1000

на основании результатов механических испытаний и структурных исследований материалов основного металла и сварного шва с высоким содержанием никеля в состояниях: после первичного облучения в соответствующих КР условиях (результаты образцов-свидетелей), отжига по выбранному режиму и повторного ускоренного облучения до флюенса, соответствующего продленному сроку службы до 60 лет и более.

Показано, что

- темп накопления радиационно-индуцированных преципитатов и радиационных дефектов в сварном шве гораздо выше, чем в основном металле, что и обуславливает существенно больший темп его охрупчивания
- облучение с большей в 50—400 раз плотностью потока быстрых нейтронов (большем флаксе), чем в условиях облучения в действующем реакторе приводит к возникновению «эффекта флакса»;
- отжиг по выбранному режиму обеспечивает достаточно полное восстановление структуры и свойств облученных материалов КР ВВЭР-1000 до уровня, необходимого для продления срока службы до 60 лет, а также минимизирует развитие сегрегационных процессов в материале;
- повторное после отжига радиационное охрупчивание сварного шва и основного металла ВВЭР-1000 с учетом эффекта флакса и температурного старения ниже, чем при первичном радиационном охрупчивании, что определяется темпом накопления радиационно-индуцированных изменений структуры.

Повышение эффективности теплообменных аппаратов II контура АЭС

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

ОАО «ВНИИАМ» ведет работы по повышению эффективности теплообменных аппаратов II-ого контура АЭС, начиная с 1988 г. Была разработана коллекторно-ширмовая трубная система с вертикальным центральным коллектором и кольцевым трубным пучком из вертикальных W-образных змеевиков (ширм). 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-ширового типа (ПВД-Ш) в двухниточном исполнении.

Конструкция ПВД-Ш представляет собой вертикальный аппарат с центральным коллектором, закреплённым в нижнем днище. Внутри коллектора расположена цилиндрическая обечайка с кольцевыми перегородками, делящими его на раздающую и собирающую камеры. В кольцевом пространстве между корпусом и коллектором расположены, вертикальные трубчатые ширмы 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. Пучки обрамлены периферийным и центральным (со стороны коллектора) кожухами. Для выравнивания расхода пара между пучками предусмотрены вертикальные уравнительные каналы, образованные центральным и периферийными кожухами, и горизонтальные уравнительные каналы, образованные коробами, закреплёнными в вертикальных участках периферийного кожуха.

ПВД-Ш имеют преимущества по массе, поверхности теплообмена, габаритам, а в сравнении с коллекторно-спиральными ПВД дополнительно по тепловой эффективности (меньше недогревы питательной воды) и по гидравлическому сопротивлению по тракту питательной воды. Масса подогревателей на блок мощностью 1000–1200 МВт снижается в 1,5–2 раза с 530 т до 340 т. Масса поковок падает в 6 раз с 208 т до 36 т. Масса труб из нержавеющей стали уменьшается на 32 т. Стоимость изготовления падает еще более существенно. Производство серийных поковок 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 одностичное в системах регенеративного подогрева.

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

Эволюционное развитие автоматизированных систем управления АЭС с ВВЭР

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

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

Возникающие при этом задачи повышения безопасности и эффективности таких сложных технологических объектов, как энергоблоки АЭС, приводит к необходимости совершенствования систем управления АЭС: автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП), причем с использованием самых современных информационных технологий. АСУ ТП является важной стратегической частью проекта энергоблока АЭС.

При реализации программы развития атомной энергетики России существенно возрастает роль комплексного 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»). Концепция создания и внедрения 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.

Стратегия создания АСУ ТП, принятая госкорпорацией «Росатом», основана на поэтапном (эволюционном) совершенствовании проектных решений и реализации требований к АСУ ТП АЭС при безусловном выполнении директивных сроков пуска энергоблоков.

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.

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). 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).

Российские предприятия имеют достаточно высокий научный и промышленный потенциал для создания конкурентоспособной российской АСУ ТП, что позволяет нам сегодня в кооперации с иностранными компаниями обеспечивать мировой научно-технический уровень АСУ ТП АЭС, а в недалеком будущем - соревноваться с Западом на равных в области информационных технологий.

PLENARY SESSION

Operating Experience of JSC “Concern Rosenergoatom” NPPs: Ensuring Safety and Enhancing Efficiency of Russian Nuclear Power

Asmolov V.G., JSC “Concern Rosenergoatom”

The paper presents the experience related to Russian NPPs safe operation and the main results in 2009. As of 01.01.2010 there were 31 power units in operation with total capacity of 22 700 MW. Start of commercial operation of 1000-MW Unit 2 of Rostov NPP is planned for May 2010. Total electricity generated by nuclear power plants in 2009 was equal to 163.3 bln kW·h (around 16 % of total electricity generation in Russia). Load Factor (LF) was 80.2% in average.

These results have been reached due to a set of works performed in 2008-2009 and focused on power units’ operational reliability enhancement, maintenance improvement, life extension of the operating power units.

The paper reviews the activities having facilitated the NPPs performance enhancement, provides trends of operational events and radiation safety indicators at Russian NPPs, and describes the Concern’s nuclear generation goals and technical & economic objectives for 2010.

Special attention is given in the paper to the activities aimed at implementation of the Efficiency Improvement Programme of JSC “Concern Rosenergoatom” for 2010-2012 period, which are focused on maximizing electricity generation at NPP power units while providing for their guaranteed safety and on implementation of the phased complex modernization of VVER-1000 power units.

The paper analyses an impact of external boundary conditions on Russian nuclear power industry development from “post-Chernobyl” time till present.

The world economic crisis influence on nuclear power development is evaluated, information on current status of the NPPs under construction is provided together with the plans of nuclear power plant construction at new sites, and the strategic role of the nuclear power in ensuring energetic security of Russia is reaffirmed.

In its concluding part, the paper provides information regarding the principal directions of VVER technology optimization, the AES-2010 design elaboration as an evolutionary development of the AES-2006 as well as the projection of a Russian nuclear power system look in the mid of 21st century.

Upgraded operation of nuclear plants: current experience and prospects for further upgrading to 110% and 112%

A.V. Shutikov, JSC “Concern Rosenergoatom”

One of the ways to increase electricity generation at VVER-1000 and VVER-440 plants lies through upgrading of these facilities by using engineering margins of plant components taking into account their actual performance characteristics after manufacture, recorded during the plant operation.

Following the decisions made at the Scientific and Technical Board of Rosenergoatom on 27.11.2003 and at Section 4 of the Scientific and Technical Board of Minatom, the Utility and organizations performing relevant activities and providing services undertook to uprate the operating nuclear plants.

A program has been developed to raise output of nuclear power plants operated by Rosenergoatom, and several subprograms have been initiated in different areas and at different levels to support its implementation. The subprograms included among others things 4% uprating of VVER-1000 plants and 7% uprating of VVER-440 units.

The paper discusses the key aspects of NPP uprating activities, such as:

- safety analysis;
- upgrading of systems and components;
- additional environmental impact assessment;
- testing and trial operation.

The chief design organizations of the nuclear island and chief architect engineers of BOP confirmed feasibility of plant uprating.

Rostekhnadzor – Russian Regulator – approved in 2008 the safety approach of reactor and BOP designers to plant testing and trial operation at 104% of original thermal power level, and issued a permit to allow trial uprated operation of Balakovo 2 and Rostov 1. Later, this approach was used to perform similar activities at other nuclear plants.

Program for raising Rosenergoatom efficiency in 2010-2012 has identified the next steps towards achieving safety enhancement objectives and increasing electricity generation at operating NPPs.

VNIIAES performed in 2008–2009, together with Hidropress, Atomenergoprojekt, Kurchatov Institute, VEI Elektroisolyatsiy and Turboatom, a feasibility study on Balakovo 4 uprating. The study showed that the unit could be operated at 107%÷110% of the original rated power. Following the program of raising its own efficiency, Rosenergoatom used the study as input to develop an action plan for pilot uprating of Balakovo 4 to 107-110% Nnom with an 18-month fuel cycle. The main objective of the Plan is to obtain Rostekhnadzor permit for trial operation of Balakovo 4 at 107% of rated power, based on the safety case developed for 110% Nnom power level. The results of trial operation at 107% will serve to make decisions about further increase of the unit power to 110% and about extending this experience to other VVER-1000 plants.

Prospects for VVER technology

V.A. Sidorenko, RRC Kurchatov Institute

The near-term development of Russian nuclear power relies on evolutionary development of VVER technology. The mid-term and long-term prospects

of the industry have other goals that would dictate objectives of both evolutionary and innovative advancement of this technology. The main strategic goal of nuclear power development is to provide optimum nuclear fuel cycle mix in the national energy park. It is necessary to achieve full utilization of uranium and thorium isotopes by closing fuel cycle. In the foreseeable future, the key goals of innovative advancement of fission reactors will include development of fast breeders and more efficient use of fuel in thermal reactor facilities. The light-water vessel reactor technology has everything to take the lead in attaining this goal because it has the most formidable experience, proved solutions and new developments for further improvement. The main requirements for VVER reactors in innovative nuclear power include:

- more efficient use of uranium;
- lower investment risks;
- higher thermodynamic efficiency.

Analysis of the best nuclear power mix from the viewpoint of Russian energy strategy in the first half of the 21st century has shown that at present, emphasis should be made on developing reactor systems that could be put into practice in 2020–2025 and later. Two lines are emerging in further development of VVER technology:

The first is a way of evolution, to continue into the longer term the evolutionary trend of the next decade. This will mean development of AES-2010 plants with drastically better use of fuel both in an open fuel cycle and later in a closed cycle in combination with fast breeders;

The second is an innovative way leading to water coolants under supercritical pressure, whose implementation would come 5–10 years later.

Parallel to the VVER evolution, an effort should be made to develop and construct serial plants of a broad power range, intended for regional applications. These plants should have no site limitations from the viewpoint of safety, and should have the construction time of 3.5–4 years.

Special attention should be given to timely scientific and engineering validation of candidate design and technological solutions, to enable selection of the best reactor options that would be fully eligible for integration into a nuclear power system.

Economic policy under reforming of electricity and capacity market and implementation of rosenergoatom investment program

A.I. Arkhangelskaya, JSC “Concern Rosenergoatom”

1. Forecasting of Rosenergoatom income in the period to 2022, when NPPs will be operating in conditions of energy and capacity market reforms. This section contains an overview of main scenario conditions for predicting Rosenergoatom revenues to 2022 taking into account macroparameters of the

energy market, specifics of day-ahead market in the period to 2014, specific features of the long-term nuclear capacity market.

2. Forecasting of operating costs of Rosenergoatom to 2022. The paper discusses approaches to operating costs prediction with allowance for alterations in the nuclear fuel cycle and requirements for more efficient economic performance of the utility.

3. Forecasting of investment sources of Rosenergoatom and their comparison with investment requirements. Looking for ways to harmonize realistic sources and investment requirements.

Operating experience of new fuel assemblies and prospects for new fuel cycles at VVER plants

*S.B. Ryzhov, V.A. Mokhov, I.N. Vasilchenko, S.A. Kushmanov,
K. Yu. Kurakin, V.S. Medvedev*

“New fuel assemblies” discussed in this paper imply TVS-2 fuel assembly with rigid frame and its modifications ensuring stable geometry of core components.

From the viewpoint of its configuration and design of some components, this FA is an evolutionary modification of the earlier shroudless FAs. New – higher – quality of the assembly is provided by the upgraded grids welded to FA guide tubes. This Russian design has serious advantages over similar fuel bundles. Considering its operating experience, it has been chosen as a reference for new VVER-1000 systems. This FA has served to develop the fuel cycles that come up to the current demands of nuclear plants.

A prerequisite for TVS-2 development were the well-known problems at the plants, associated with provision of the design-basis operation of the shutdown system, and refuelling difficulties. These problems occurred with both “stainless” fuel bundles and advanced zirconium assemblies.

The first attempt to create a fuel assembly with rigid frame was made when TVSA was developed. In this FA, rigid frame was provided by angle pieces rigidly attached to spacer grid and located in the outer edge. The guide tubes which take axial load were not rigidly fixed to the spacer.

The rigid frame of TVS-2 was provided by more simple design solutions without introducing significant changes in the external configuration of fuel assembly.

The first bank of TVS-2 fuel assemblies was put in reactor for trial operation in 2003. It contained 15 spacer grids for greater rigidity. The subsequent modification contained 12 spacer grids arranged with a 340 mm pitch. This parameter is crucial for FA design because it provides the required rigidity and reliable spacing.

The trial operation of new FAs at Balakovo NPP ended in 2006. The key outcome of the trial was confirmed provision of FA design geometry, which

enabled simplification of plant operation and of the refueling process. It is worth mentioning that none of the FAs have ever been damaged in the course of trial operation and in the subsequent period (even with greater displacement rate), which at least suggests that TVS-2 design does not need additional design or organizational measures either at the existing or new plants to insure against damage during handling operations.

TVS-2 application allowed Balakovo NPP to increase the capacity factor to 90% and raise fuel reliability to $1.6 \cdot 10^{-6}$.

Introduction of TVS-2 provided for fuel cycle improvement and move to the fuel cycle of 3×1.5 years.

New TVS-2 modification – TVS-2M is being introduced in parallel with the basic option: first with a blanket, then without it. The purpose is to prolong fuel cycle while uprating reactor to 104% Nnom.

The reactor was updated to 104% Nnom without making any changes in the operating limits established for the core.

To enable quick transfer of Rostov 2 to the 18 month fuel cycle at the power level of 104% Nnom, its first core comprised TVS-2M without blanket only.

TVS-2M fuel assemblies are being introduced at Tianwan 1 with 4×1 year fuel cycle at 100% Nnom. In future, Tianwan 1 and 2 will use TVS-2M with 3×1.5 year fuel cycle.

The trials have proved possibility of TVS-2M operation with a 5×1 year fuel cycle and peaking factor up to $K_r = 1.65$.

Potential further step towards greater fuel inventory in the core and hence longer fuel cycle (2×2 year) lies through appropriate R&D and safety analysis for the reactor system with 7.8/0 mm fuel pellets.

Development of New Fuels and Structural Materials for a Large-scale Nuclear Power System in Russia

Troyanov V.M., Vatulin A.V., Novikov V.V., Shkabura I.A., JSC «VNIINM»

The paper considers three aspects of development of the nuclear fuel for the goal of Russian nuclear power system fuel supply: 1) fuel for VVER-1000 and VVER-1200 reactors; 2) conceptual approaches to establishment of a mixed fuel production for fast reactors operating within a closed fuel cycle; and 3) development of dispersion-type fuel elements for floating power units and small-size nuclear power plants.

VVER-1200 reactors. Construction of power units of AES-2006 design has been commenced in Russia. These reactors differ from the serial VVER-1000 ones by some FA design features and by fuel performance characteristics as given in the Table 1

Table 1. The main parameters of VVER-1200 reactor unit, including nuclear fuel

Parameters	VVER-1000	VVER-1200
Nominal reactor power, MW	3000	3200
Coolant pressure at reactor outlet, MPa	15.7	16.2
Coolant temperature at reactor inlet, °C	291	298.6
Coolant temperature at reactor outlet, °C	321	329.7
Maximum linear heat flux, W/cm	448	420
Inter-refuelling period, month	12–18	12/(18–24)
Fuel column height, mm	3530	3730
UO ₂ mass, kg	80600	87065

The increased power unit capacity is reached by means of both changes in core geometry and elevated core performance parameters. These modifications (together with the others aimed at raising fuel operational life duration and burnup level) predetermine the principal scope of fuel designing activities for AES-2006. The fuel element design is based on the reference experience of TVSA and TVS-2 fuel assembly projects. The fuel element is featured by an increased overall dimension as well as by a longer dioxide uranium containing part (Fig.1). The free space volume remains unchanged.

Peculiarities of fuel element design as well as their justification are discussed in the paper.

Mixed fuel. Federal goal-oriented programme “New generation nuclear power technologies ...” sets as a priority direction of activities the development of a closed fuel cycle (CFC) with plutonium recovery from spent FAs for its subsequent use as a fuel for fast reactors.

Mixed oxide (MOX) fuel pellets manufacturing for BN-type reactors is a grounded way of plutonium involvement into the fuel cycle. To the moment, PA “Mayak” has accumulated significant experience in the areas of recycled plutonium dioxide production (at the RT-1 reprocessing plant) and pilot manufacturing of FAs with MOX fuel pellets for BN-350 and BN-600 reactors. In total there have been tested 53 such FAs up to maximum burnup level of 11.8 % h.a. with fuel cladding damaging doses up to 82 dpa. At present, three experimental FAs are tested in BN-600 reactor with pellet-type MOX fuel placed in the FA structure designed for BN-800 that characterizes mostly by presence of absorber elements instead of end shield in the upper part.

An advanced direction of fuel technology development is transition to so-called dense fuel types that include nitrides, carbides, metal alloys and composite fuel materials on this base. A significant number of experimental fuel elements with various types of dense fuel including nitride and metal mixed fuels have been tested in research reactors.

VNIINM has developed a universal technology for mixed fuel pellet manufacturing that involves most modern technologies.

The technology developed makes it possible to transit to dense fuel pellet manufacturing without modification of composition of the main process equipment. In such a case, creation of an additional module for relevant charging materials production is the only requirement.

The unified pellet production is congruously connected with the aqueous extraction technology applied at the Russian reprocessing plant and worldwide, thus ensuring fuel cycle technology continuity during the transition phase of the nuclear power industry development. High degrees of spent fuel purification from fission products ($10^7 - 10^8$), which are immanent for the aqueous reprocessing methods, allow to minimize an environmental impact of the fuel cycle and ensure acceptable radiation characteristics during all phases of fresh FAs production and management processes.

The technological compatibility of the pellet-type fuel with the advanced aqueous extraction methods ensures the highest export potential of the CFC products and services both as a whole and as regard to its different elements. The said is confirmed by an interest from Chinese customers manifested to these technologies.

Floating power units and small-size NPPs. Reactor core for the lead floating power unit (PEB) has been developed on the basis of well-known “icebreaker” channel-type core KLT-40. JSC “OKBM Africantov” has developed a cassette-type KLT-40S core with a longer active part as compared to KLT-40.

Nuclear icebreaker cores of KLT-40 type comprise fuel elements with nuclear fuel based on high-enriched uranium (more than 20 % ^{235}U). In order to ensure export potential of PEBs and the small-size NPPs equipped with KLT-40S reactors it was necessary to develop nuclear fuel of not more than 20% enrichment that would be in line with the IAEA non-proliferation requirements.

Development of fuel elements for PEBs and small-size NPPs has been carried out through “icebreaker” fuel elements modernization on the basis of the proven design and technology. Analysis of possible nuclear fuel options has shown that the required uranium consumption ability could be ensured using uranium dioxide. VNIINM had a scientific and technical groundwork performed that has been utilized for the fuel elements development goal. This has resulted in the fuel elements developed for the lead PEB unit, which are based on “ UO_2 +aluminium alloy” fuel composition (cermet fuel) with much higher uranium consumption ability than that for “icebreaker” fuels.

Assessment of effectiveness of design solutions for sodium fast reactors and their improvement in new designs

B.A. Vasiliev, OKBM Africantov

Effectiveness of design solutions should be assessed from different points of view spelling the nuclear plant quality: reliability, cost-effectiveness and safety.

Design features of fast power reactors were first developed for BN-350 which had a loop-type primary circuit. Later, these features have been improved in BN-600.

BN-600 design proved very successful: by April of 2010, the reactor stayed in operation for 30 years with high safety and reliability indicators. Furthermore, its operating experience proved a two-circuit configuration with integral reactor to be an optimum engineering solution. BN-600 structures and components retained their high design service qualities which helped justify possibility of their life extension to 45 years.

Effectiveness of design and other solutions used in BN-600 was further assessed during development of BN-800 which is under construction now, and in the course of BN-1200 development.

BN-800 has the key design features of BN-600. The most significant changes are connected with the provision of extra safety systems and potential reactor operation with MOX fuel instead of uranium dioxide used in BN-600. The latter innovation led to changes in core configuration and in the system of fresh fuel loading into the core.

BN-1200, which is being developed to commercialize this technology and initiate serial construction of such units, will have more serious changes aimed primarily at improvement of reactor and plant performance characteristics.

The principal design alterations of BN-1200 include:

- greater diameter of fuel rods, to increase fuel assembly lifetime;
- auxiliary primary systems located in the reactor tank, to eliminate some auxiliary systems and enhance reactor safety;
- simplified refueling system, owing to longer SFA cooling in the in-pile storage;
- bigger size of steam generator modules, to reduce materials consumption;
- lower neutron flux on reactor internals, to provide 60-year service life of the reactor.

Scientific & technical support of operation of NPPs with channel type reactors

Dragunov Yu.G., Petrov A.A., JSC “Research and Development Institute of Power Engineering n.a. N.A.Dollezhal”

The principal activities accomplished with JSC RDIPE specialists involvement for NPPs with RBMK power units during 2008–2010 are as follows:

- completion of modernization and renovation works at Kursk NPP Unit 4 and Leningrad NPP Unit 4, while the replacements of Integrated Reactor Control & Protection System (KSKUZ) and other special systems at Kursk NPP Unit 4 have been accomplished within a record short term (250 days);
- in-depth safety analysis (OUOB) development for Smolensk NPP Unit 1 and Leningrad NPP Unit 3;
- operational life extension activities performed for Leningrad NPP Unit 3;
- development of feasibility justifications for uprated (105% of nominal power) operations of Kursk NPP Unit 2, Leningrad NPP Units 2 and 3
- uprated power tests performed at Kursk NPP Units 1 and 2 and Leningrad NPP Unit 2.

Transition to cluster-type control rod assemblies has allowed us to reduce the reactivity effect in an event of CPS cooling circuit voiding down to levels less than 1β and to raise the CPS velocity effectiveness.

As outcome from additional tests, feasibility of downtime reduction from 48 to 27 hours after emergency protection actuation has been justified.

Reactor core neutron physics parameters improvement has been further facilitated by continuation of loading the uranium-erbium fuel of 2.8% enrichment and 0.6% erbium content. As of beginning of 2010, the new fuel share has reached 76%, and the remainder is the same uranium-erbium fuel but of 2.6% enrichment.

The first lot of FAs with anti-debris filter and height-profiled uranium-erbium fuel is prepared for loading at Leningrad NPP. The use of profiled fuel would allow us to abandon completely using additional absorbers in the core and to reduce the operational reactivity margin currently acceptable.

In parallel with practical works done at power units, a number of calculation analyses and experiments have been performing in order to improve the calculation codes applied in safety justifications.

Jointly with Electrogorsk SRC and RSC “Kurchatov Institute”, there have been performed experiments to demonstrate absence of fuel channel (FC) dependent damages in case of brittle fracture of one FC. Calculation and experimental studies are designed to determine the upper FC internal diameter limits from the viewpoint of thermal engineering reliability during the final stage of a RBMK reactor operation.

Condition monitoring of reactor in-core elements has shown that the primary efforts should be applied to maintenance of FCs coupling with graphite columns.

Activities to solve the problem of 300-mm and 200-mm diameter austenite piping damages via intergranular cracking mechanism have been continued at RBMK NPPs and at Bilibino NPP. Outcome from these works as well as the problem solution pace indicate that both administrative management and scientific & technical coordination need to be strengthened in this area.

As concerned Beloyarsk NPP Units 1 & 2 decommissioning, JSC RDIPE specialists took part in safety justification activities for different phases of the decommissioning process as well as in designing activities aimed at implementation of specific technological processes of SF preparation to shipment to the PA “Mayak”.

IAEA safety enhancement programme for NPPs worldwide

El-Shanawany M., Head of Safety Assessment Section, Division of Nuclear Installations Safety, International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria

Under the terms of Article 3.A.6 of its statute, the IAEA is authorized “... to establish or adopt... standards of safety...and provide for their application...” The IAEA develops Safety Standards through an open and transparent process involving Safety Standards Committees and the Commission on Safety Standards (CSS) representing Member States. While the IAEA’s safety standards are not legally binding on Member States, the IAEA safety standards have become the de facto global reference for achieving high levels of safety.

To promote the global application and acceptance of the IAEA’s safety standards [1] an number of safety review and advisory services are offered by the IAEA to Member States. The services are aimed at assisting Member States throughout the life of the installations. The services cover many technical areas such as Regulatory Framework [2], Safety Assessment [4], Engineering Safety [5&7], Operational Safety [6], Management of Safety, Safety Culture and training covering nuclear power plants, research reactors and fuel cycle facilities. The paper provides more information on some of the IAEA’s services [8] such as the Operational Safety Review Team, OSART, and Generic Reactor Safety Review, GRSR, of new reactor designs.

The paper will also cover the International Nuclear Safety Centre (INSAC) which has been established to capitalize on the momentum achieved thus far to build global capacity in nuclear safety based on the interpretation and application of IAEA Safety Standards. This centre of excellence will further expand IAEA capacity building effort and enhance its support to Member States.

Safety and economics of Ukrainian nuclear plants

D.V. Biley, General Inspector & Safety Director of Ukrainian National Nuclear Operator “Energoatom” (Kiev)

In Ukraine, nuclear is the major contributor to the national energy park, playing a stabilizing role in the social and economic growth of the country. In 2009, nuclear sources accounted for 48% of domestic electricity generation (173.1 TW·h).

The state-owned national nuclear generating company “Energoatom” has four nuclear plants (Zaporozhieh, Rovno, South Ukrainian and Khmelnytsk) which have 15 operating units with total installed capacity 13.8 GW (*13 VVER-1000s, each with the installed capacity 1000 MWe, and 2 VVER-440 with the installed capacity 420 MWe and 415 MWe*). Two more units — Khmelnytsk 3 and 4 — are under construction.

1. Energoatom performance in 2009

Fall of electricity demand in 2009 made it necessary to downsize generation. Payments for electricity supplied to the energy market are the principal source of Energoatom’s financial resources, so the cutback in electricity generation resulted in 5.4% fund deficiency. As a consequence, the Company has made a special effort to set clear priorities among its programs in order to ensure the most efficient and cost-effective use of available resources.

The key performance indicators of Energoatom in 2009 point to successful operation of Ukrainian nuclear power in that year. Electricity generation plan was fulfilled to 101.1%. Of the 83.2 bln. kW·h generated that year, 78.0 bln. kW·h were supplied to the energy market, i.e. 101.3% of the target figure.

Capacity factor in 2009 was 68.4%.

Maintenance activities performed in 2009 included 11 preventive outages, 7 corrective outages and 5 unscheduled outages. The overall outage time was 1279.56 days. Loss of generation due to unscheduled outages amounted to 1 803.4 mln. kW·h, which is 893.3 mln. kW·h less than in 2008 r. (*in 2008. — 2 696.7 mln. kW·h*).

2. Implementation of safety improvements at Ukrainian NPPs

Safety improvement of operating nuclear plants is the top priority goal of NAEK “Energoatom”. Safety enhancement activities are carried out according to special programs, the most important of which is *Safety Improvement Strategy for Operating Nuclear Plants*, approved by Ukrainian Cabinet of Ministers.

The Company has developed and put into practice a system for planning and managing safety improvements and upgrades. Nevertheless, there were certain difficulties in 2009, caused primarily by inconsistent engineering approaches to solving some problems at the so-called “small series” plants (*South Ukrainian 1 and 2*). These problems were related to high-pressure

ECCS regulators and approaches to BRU-A (steam dump facility) qualification. Scientific and technical meetings were held to discuss these issues, with participation of design and engineering institutes and Ukrainian Academy of Sciences. Necessary decisions were made so that now there is clear understanding of how to implement these complicated modifications.

Of the 250 pilot activities planned for 2006-2009, 228 have been fulfilled, and 220 of them have been already approved by the Regulator.

The scope of the committed activity adaptations has been greatly surpassed: 110% and 108% of the activities have been fulfilled and approved, respectively. Some adaptation activities planned for 2009 were not fulfilled because of rescheduling of some outages or delays in the implementation of pilot activities.

It is clear now what shall be done to resolve all technical problems. Despite the financial crisis, it proved possible to fulfill in 2009 the majority of the pilot activities included in the *Strategy*, primarily, at Rovno 1.

At present, the main obstacle to complete fulfillment of the *Strategy* is insufficient funding because many life extension preparation activities are performed at the pilot plants at the same time.

3. Safety improvement and upgrading program for Khmelnytsk 2 and Rovno 4

The work on the safety improvement and upgrading of the new units Rovno 4 and Khmelnytsk 2 is carried out in accordance with a separate Program that has been reviewed by western experts. This was done following Ukraine's commitment to ensure the safety of the new plants at the level of modern requirements.

The "post-startup" upgrading program for Khmelnytsk 2 and Rovno 4 was completely fulfilled by now. As a result of this effort, the safety of these two units has been raised to the level of the best similar plants.

4. Consolidated Safety Improvement Program for Ukrainian Nuclear Plants

The *Consolidated Safety Improvement Program for Ukrainian Nuclear Plants* pursues the following goals:

- bring safety of all Ukrainian nuclear plants to the level of international safety requirements;
- improve safety of all nuclear units to match that of Khmelnytsk 2 and Rovno 4;
- fulfill existing commitments to international organizations in respects of safety enhancement goals;
- improve nuclear plants to meet safety rules, standards and regulations;
- extend the life of operating NPPs.

The *Consolidated Safety Improvement Program* has successfully passed the state review by Ukrainian Regulator and the review by an international organization RISKAUDIT. All activities included in the Program are to be

implemented at each unit; normally, before the end of its original design life. The Program cost has been estimated at € 1.4 billion.

5. Life extension

Rovno 1, 2 and South Ukrainian 1 have been identified as pilot units for life extension. Life extension activities – both administrative and engineering – will be performed at these units in the course of the entire design life period, without shutting the plants down specifically for the upgrading. The work is done in accordance with the *Life Extension Program for Operating Nuclear Plants*.

An exceptionally big effort was made in 2009 at Rovno 1 to extend service life of this unit. There are all grounds to believe that Ukrainian Regulator will give this unit in December of 2010 a license to continue operation beyond the original service life.

6. Events at Energoatom plants

Owing to various safety and reliability enhancement measures taken at the nuclear plants, and due to the operational feedback system established at Energoatom, there has been a downward trend in plant-level events.

The prospects on the nuclear development in china and the application of the Russian VVER BN reactor technology

Zhangtao, China National Nuclear Corporation, China

The sustained and rapid growth of economy in China and the constant improvement of people's living standards have generated enormous demands for energy and power supplies and brought about tremendous opportunities for the development of nuclear power. Proceeding from the scientific development of "satisfying the demand of energy, adjusting the energy composition, carrying out the agreement of reducing carbon dioxide emissions, and protecting the environment", the Chinese government is expected the installed capacity of nuclear power in China to reach 40 GW in operation and 18 GW under construction by 2020, accounting for 4% of China total installed power capacity. This presents a significant opportunity for nuclear power industry in China to achieve rapid growth. With an integrated industrial system covering nuclear science and technology, China National Nuclear Corporation (CNNC) is a major body for the development of nuclear power in China. CNNC has rich experiences in the R&D, project construction, operation and management of nuclear power plants, and it shoulders the mission of "developing China's nuclear power and ensuring the supply of nuclear fuels".

For a long time, CNNC has established a friendly co-operation with the nuclear industry circles of Russia in nuclear power, nuclear fuels, and the R&D of nuclear technologies. Tianwan Nuclear Power Plant was constructed jointly by China and Russia under the principle of "deepening

political confidence, developing economic and trade, and strengthening strategic partnership”. Tianwan NPP is a high-tech cooperation project in the nuclear energy, and the biggest economic and technical cooperation project between China and Russia. In the first phase, two Russian 1060MW AES-91 type units were put into commercial operation in 2007. The two units have achieved good performance with 44TWh electric generation in the past 3 years. China Experimental Fast Reactor (CEFR) is a key cooperative project between China and Russia in test nuclear reactor areas. As the first sodium-cooled and pool-type fast reactor in China, with 65MW in thermal power and 20MW in electric power, CEFR was started in May 2000, and has completed preparations for criticality up to now.

The cooperation of nuclear power is an important aspect in energy co-operation between China and Russia. The rapid growth of energy demand of China has created good opportunities on deepening the cooperation in nuclear power field between the two countries. CNNC and the Russian National Nuclear Company had signed an framework agreement on Units 3 and 4 of Tianwan NPP Expansion construction and <the memorandum of understanding on the construction of the two units of BN-800 type demonstration fast reactor in China>in 23 mar 2010, which symbolized the official cooperation beginning of the construction on the two VVER units of Tianwan NPP Expansion construction, furthermore, gave an impetus to cooperate on the construction of the BN-800 type demonstration fast reactor.

There is a wide prospect on nuclear power cooperation between China and Russia. CNNC will take an positive attitude to heighten the exchanges and cooperation with Russian nuclear industry, with the goal to jointly develop nuclear power in China and the whole world, improve nuclear fuel technologies and make nuclear technologies benefit the people on a broader scale.

Provision of radiation-resistant VVER vessels and internals

G.P. Karzov, CNII KM “Prometei”

Provision and justification of reactor vessel strength is the key challenge in estimating and designating safe service life for this component, both in the course of design and during operation. The crucial factor restricting the life of both reactor vessel and its internals is neutron flux which causes material degradation and, consequently, deterioration of service characteristics. The problem has many sides and can be split into several separate though cross-cutting areas.

1. Stress analysis and evaluation of neutron flux impact on various areas of the component.

2. Investigation of the physical nature of structural materials damage and potential failure mechanisms of components considering cumulative impact of various service factors on metal condition.

3. Justification of material failure criteria and identification of mechanisms responsible for the in-service variation of material properties.

4. Assessment of ultimate states of structures and components and development of life analysis methodologies most adequately reflecting material failure conditions as well as the processes of potential failure initiation and growth.

5. Using developed methodologies, validation of safe service life of structures and components and, if necessary, development of compensatory measures to prolong it.

6. Provision of component monitoring system with the aim of step-by-step updating of safety justification.

7. Development and commercialization of new or advanced existing structural materials for next- generation reactors, to enable drastic improvement of their service characteristics.

Following Rosenergoatom request, a directed cross-coordinated effort has been made in the last 15 years in all these areas by Kurchatov Institute, CNII RM “Prometey”, OKB “Gidropress” and other organizations. The effort has delivered by now several practical results important for extending the life of vessels and in-vessel components at operating VVER-1000 plants.

Recently, an effort has been made to develop and put into practice a new radiation-resistant steel intended for the reactor vessels of new-generation VVERs. The development work is in the final stage now. Testing of metal samples from industrial steel melts and industrial weld joints has shown that these materials are suitable for use in new nuclear reactors and can help achieve vessel resistance to fluence of no less than $2 \cdot 10^{20}$ neutr./cm². Furthermore, critical brittle temperatures in vessel metal will not rise above 30 °C. This opens good possibilities for increasing power of VVER plants without adding significantly to their size.

As regards in-vessel components, given the current insight into the nature of internals material failure, it proved possible to undertake combined material and design R&D to attain acceptable neutron fluence in reactor internals up to 160 dpa.

Therefore, a stage has been set not only for successful life extension of reactors already in operation but also for development and construction in near future, using novel materials, of the VVER nuclear power plants of a new generation that would possess essentially different operating and performance characteristics.

Development of annealing technology for VVER-1000 pressure vessels

Ya.I. Shtrombakh, RRC Kurchatov Institute

The service life of VVER-1000 pressure vessels which have high content of nickel (over 1.65%) and are close to the end of their irradiation lifetime can be extended to 60 years and more by recovery annealing of critical welds suffering highest irradiation. This solution was successfully implemented at VVER-440 reactors to restore the vessel weld properties. However, because of their different chemical composition, design and operating conditions, the VVER-1000 vessels require higher annealing temperature.

To evaluate annealing effectiveness, it is necessary not only to confirm good recovery of vessel properties under selected time and temperature conditions, but also to investigate kinetics of radiation-induced embrittlement under subsequent irradiation. To do this, it is necessary to quickly irradiate sample materials of annealed VVER-1000 vessels to fluence corresponding to that after a 60 year life of a vessel, which can be achieved by accelerated specimen irradiation in a test reactor. In this case, the fast neutron flux ($E > 0.5$ MeV) is about two or three orders of magnitude greater than flux typical for the reactor vessels. Analysis of accelerated irradiation data should be made considering “flux effect”.

The study involved an experimental evaluation of recovery annealing effectiveness for VVER-1000 vessels. The assessment was made relying on mechanical tests and structural investigations of base material and welds with high nickel content following initial irradiation under conditions similar to those of the reactor vessel (surveillance specimens), after annealing under the selected temperature and time conditions, and after second accelerated annealing to fluence corresponding to vessel life of 60 years and greater.

The study has demonstrated that

- buildup rate of radiation-induced precipitates and radiation defects is considerably greater in weld than in base material, which causes higher rate of vessel embrittlement;
- irradiation to flux which is 50-400 times greater than that during reactor operation creates “flux effect”;
- annealing under the selected conditions provides good enough recovery of structure and properties of irradiated VVER-1000 vessel material, to the extent allowing vessel life extension to 60 years, with minimizing segregation processes in the material;
- considering flux effect and aging temperature, second radiation-induced embrittlement of VVER-1000 weld and base materials following annealing is smaller than initial radiation-induced embrittlement, which can be attributed to buildup rate of radiation-induced variations in material structure.

Raising efficiency of heat exchange facilities in the secondary circuit of nuclear plants

A.A. Avdeev, A.S. Shamarokov, VNIIAM

VNIIAM has been seeking to raise the efficiency of heat exchange facilities in the secondary circuit of nuclear power plants since 1988. A platen-header tube system was developed for this purpose, with vertical header in the centre and an annular tube bundle consisting of vertical W-shape coils (platens). The platen-header tube system then served to develop a range of standard heat exchange facilities intended for various applications, in particular, high-pressure feed heaters (HPFH), low-pressure feed heaters (LPFH), moisture separator reheaters (MSR), line heaters (LH), and air heat exchangers of passive heat removal system in VVER-1000. Currently VNIIAM offers two-leg platen-header feed heaters (HPH-P) for new VVER-1000 and VVER-1200 projects.

HPFH-P is a vertical facility with central header fixed in the bottom part. Header has an inner cylindrical shell and circular baffles which divide it into a distribution and collection chamber. An annular gap between casing and header houses vertical tubular platens made of stainless steel, connected on the end to header chambers. Platens are arranged in four bundles — like a chamomile, and are placed in each bundle in parallel planes. Bundles have peripheral and central (on header side) jackets. To level the steam flow in-between bundles there are vertical leveling channels formed by the central and peripheral jacket, and horizontal leveling channels formed by boxes fixed in the vertical parts of the peripheral jacket.

HPFH-P has smaller weight, larger heat exchange area, smaller size and, if compared with coil-header HPFH, also higher thermal efficiency (due to lower feedwater subcooling) and lower hydraulic resistance in feedwater line. HPFH-P intended for 1000-1200 MW plants weigh 1.5-2 times less — 340 t rather than 530 t. Forgings weigh 6 times less — 36 t instead of 208 t. The weight of stainless steel tubes is reduced by 32 t. Manufacturing costs are cut even more significantly. Forgings are no longer unique; they become serial. Drilling scope is reduced from 13600 m to 2400 m, i.e. nearly 6 times. Manufacture requires less material, less effort and less time. Performance characteristics are improved owing to smaller feedwater subcooling and lower hydraulic losses. All this makes HPFH-P the best option for new modifications of 600 — 1200 MW and larger turbo sets, and for further thermal cycle optimization, by using one leg rather than two legs in regenerative heating systems.

The studies carried out in the USA (EPRI) and Europe on 200 HPFHs of fossil-fuel plants have shown high reliability of platen-header high-pressure feed heaters. New German plants will be equipped with the HPFH of the

platen-header type only. Chamber-type HPFHs tend to develop serious cracking after 12-15 years of operation, so they have to be replaced by platen heaters. A critical crack in a tube sheet is ~500 mm. It is practically impossible to design chamber-type HPFH with service life of 35-50 years.

The R&D performed in VNIAM on HPFH-S have shown that it is possible to design a standardized platen-header system to be used in the regeneration systems of the turbine sets of 50 - 800 MW fossil-fuel plants, including new supercritical facilities, using existing Russian materials. The design of a high-pressure feed heater of a platen-header type (two-leg modification) received Winner's Certificate at a fair of innovative solutions for AES-2006.

Evolutionary development of i&c systems for VVER plants

G.V. Arkadov, V.G. Dunaev, O.L. Bozhenkov, VNIIAES

Current energy strategy of Russia is aimed at rapid growth of nuclear capacity, in particular, by completing the ongoing projects in advanced stage of construction (Rostov 2-4, Kalinin 4, Beloyarsk 4), extending the life of operating plants, constructing and commissioning new serial units to AES-2006 design (NPP with 1200 reactor facility of a new generation).

This strategy calls for enhancement of NPP safety and reliability. It is necessary to improve the I&S systems of these sophisticated engineering facilities, using most advanced information technologies. I&C systems are a vital strategic part of nuclear plant design.

Implementation of Russian nuclear program raises the role of I&C turn-key vendors, chief designers and systems integrators. In 2006, these functions have been entrusted to Russian Research Institute for Nuclear Plant Operation (VNIIAES). I&C development and implementation strategy is aimed at maximum standardization of I&C system design; development and wide use of up-to-date systems engineering and systems integration technologies; maximum involvement of nuclear science and engineering organizations, and cooperation with leading western suppliers of I&C digital components.

The I&C development strategy adopted by Rosatom relies on step-by-step (evolutionary) improvement of design solutions and implementation of features and characteristics required of the I&S systems of nuclear power plants, with unconditional fulfillment of plant commissioning schedule.

Design solutions for AES-2006 I&C are based on the features implemented at Kalinin 3, Tianwan NPP (China), Bushehr NPP (Iran), Kudankulam NPP (India), and on global trends and requirements for the I&C systems of nuclear plants.

Russian companies have been cooperating to implement the strategy of I&C development for AES-2006. They have been introducing, step-by-step, advanced design solutions, software and hardware for the I&C systems not only

at new plants under construction (Rostov 2, Kalinin 4, Beloyarsk 4), but also in the course of I&C upgrading at operating units (Kola 3 and 4, Novovoronezh 5). Development and implementation of advanced and standard engineering solutions at the plants undergoing modernization and under construction is expected to provide reference solutions for AES-2006 I&C (Novovoronezh 2 and Leningrad 2).

Russian companies have ample scientific and production capabilities to develop competitive I&C systems. Thus, we are already creating, in collaboration with foreign companies, the I&C systems of world class, and in not so distant future our information technologies will be on par with those of the West.

Секция 1
ЭКСПЛУАТАЦИЯ АЭС

Эксплуатация ВВЭР, РБМК, БН

Результаты технико-экономического анализа возможности увеличения мощности энергоблока №4 Балаковской АЭС до тепловой мощности 110-112% ном

Михальчук А.В., ОАО «ВНИИАЭС»

В 2008-2009 годах специалистами ОАО «ВНИИАЭС», РНЦ «Курчатовский институт» и ОАО ОКБ «Гидропресс» выполнены расчётно-аналитические работы по анализу предельных технических возможностей и экономической целесообразности увеличения мощности на четвертом энергоблоке Балаковской АЭС:

- получены экспертные оценки заводов-изготовителей основного оборудования и проектно-конструкторских организаций о возможности повышения производительности оборудования и стоимости проведения необходимых мероприятий с целью повышения мощности энергоблока;
- разработана методика расчета экономической эффективности и выполнена оценка экономического эффекта от повышения мощности энергоблока;
- откорректированы проектные методики, определяющие единый системный подход к обеспечению безопасности активных зон ВВЭР-1000 при повышении мощности;
- оценены возможности эксплуатации турбогенераторного оборудования на повышенных уровнях мощности;
- оценены возможности модернизации парогенератора ПГВ-1000М с предложениями по реконструкции для повышения мощности энергоблока;
- выполнен анализ безопасности в определяющих режимах (с применением методики оптимизации объёма обоснований) при работе на повышенной мощности $N_{ном}$ до 107 %, 110 % и 112 % $N_{ном}$ ($N_{ном}=3000$ МВт) и оценка допустимого уровня повышения мощности ВВЭР-1000, с применением усовершенствованных методик;
- выполнены оценки экономического эффекта от повышения мощности.
- определена принципиальная программа модернизации четвертого энергоблока Балаковской АЭС для поэтапного повышения мощности.

От РБМК к реактору РЕКОРТ через МКЭР

Бурлаков Е.В., Гольцев А.О., Степанов Н.В., РНЦ «Курчатовский институт»; Лебедев В.И., Павлов М.А., Полтараков Г.И., Ленинградская АЭС

В атомной энергетике России доминируют два типа реакторов — ВВЭР (54%) и РБМК (46%).

Работы по проектированию новых канальных реакторов в настоящее время не проводятся, хотя наработки имеются.

В 90-х годах выполнен проект серии реакторов МКЭР-800, 1000, 1500 как эволюция реактора РБМК с ресурсом графитовой кладки 50 лет (графит марки ГР-1).

Перед атомной энергетикой на современном этапе стоят две основные задачи: производство дешевой энергии и сохранение ресурсов урана. Разработка и получение новых материалов активной зоны реактора позволяют осуществить идею полного сжигания ядерного топлива в реакторе путем конвертирования урана-238 в плутоний.

Такой процесс непрерывной конвертации может быть осуществлен в твэлах ТВС с расплавленным ядерным топливом в вертикальных каналах реактора при саморафинировании топлива от продуктов деления за счет эффектов гравитации и конвекции. Канальная структура реактора позволяет осуществлять дозагрузку топлива и периодическое удаление в верхней части продуктов деления без остановки реактора.

Все конструкционные элементы активной зоны реактора выполнены из композитного материала на основе нитрида бора изотопного состава $B^{11}N^{15}$ с температурой плавления более $2400^{\circ}C$. Образцы этого материала получены и испытаны в НПО «Луч». Теплоносителем может служить литий (изотоп Li^7) или кремнеорганическая жидкость.

Выполнены нейтронно-физические и теплофизические расчеты реактора. Показана возможность создания ядерного реактора с «бесконечной» кампанией. Реактор работает годы, десятки лет при практически одинаковом $K_{эф}$. Основной неопределенностью является количество продуктов деления, остающихся в жидком топливе. Исследования показали, что реактор выводится в равновесный режим выгорания даже в том случае, если в топливе будет оставаться до 50% образующихся в нем шлаков. Канальная конструкция позволяет производить замену ТВС, каналов, органов СУЗ при необходимости. Равновесное содержание продуктов деления в расплавленном топливе оценивается величиной 10^{-6} .

Реакторная установка РЕКОРТ обладает внутренне присущими свойствами безопасности при минимальном значении избыточной реактивности и отрицательных значениях температурного, мощностного и плотностного эффектов реактивности.

Реактор не образует отработавшего ядерного топлива, требующего переработки, использует отвалный уран или переработанное топливо ВВЭР, РБМК, судовых установок.

Энергоблок может эксплуатироваться в маневренных режимах, так как в расплавленном топливе не возникают термические напряжения.

Составлен план НИОКР в обоснование ядерно-энергетической системы, основанной на канальном реакторе-конвертере РЕКОРТ.

Совершенствование топливоиспользования в РБМК

Федосов А.М., РНЦ «Курчатовский институт»

В реакторах РБМК используется топливо из двуокиси урана с добавлением выгорающего поглотителя — эрбия. Данный вид топлива явился результатом многолетних исследований по совершенствованию активной зоны реакторов РБМК после Чернобыльской аварии. Использование эрбия позволило решить две основные проблемы физики РБМК: уменьшить паровой коэффициент реактивности α_{ϕ} до приемлемого по безопасности уровня и увеличить глубину выгорания топлива путем повышения его начального обогащения при одновременном выравнивании поля энерговыделения в активной зоне. Эрбий явился альтернативой дополнительным поглотителям, которые были загружены в часть рабочих каналов для уменьшения α_{ϕ} .

На первом этапе внедрения уран-эрбиевого топлива в реакторах РБМК-1000 происходила постепенная замена штатного топлива обогащением 2,4% на топливо обогащением 2,6%, содержащего 0,41% эрбия. Первый этап позволил выгрузить большую часть ДП, компенсировать увеличение α_{ϕ} , вызванное заменой штатных стержней регулирования сб.2091 на стержни с ленточным звеном (сб.2477), увеличить глубину выгорания топлива примерно на 20%.

В настоящее время на большинстве энергоблоков заканчивается второй этап, в ходе которого топливо 2,6%-го обогащения заменяется на топливо обогащением 2,8%, содержащее 0,6% эрбия. По окончании данного этапа глубина выгорания должна по оценкам увеличиться еще примерно на 10%.

На следующем этапе планировалось дальнейшее повышение глубины выгорания топлива за счет увеличения обогащения до 3% с соответствующим увеличением концентрации эрбия для компенсации увеличения неравномерности энерговыделения. Однако, как показали расчетные исследования, на данном этапе более эффективным является использование профилированного по высоте топлива. Так при одинаковом среднем обогащении 3% увеличение обогащения

в центральной части до 3,2% и уменьшение обогащения до 2,5% на верхнем и нижнем метре ТВС позволяет дополнительно увеличить глубину выгорания примерно на 5%. В марте 2010 началась загрузка опытной партии профилированного топлива на 2-ом энергоблоке Ленинградской АЭС.

Внедрение уран-эрбиевого топлива и повышение его обогащения можно рассматривать как стратегическую линию совершенствования топливоиспользования в РБМК. В то же время существуют резервы по повышению эффективности использования топлива на тактическом уровне, при заданном составе топлива подпитки. К уменьшению расхода свежего топлива на единицу выработанной энергии приводят следующие меры:

- уменьшение непроизводительных потерь в поглотителях, а именно, выгрузка ДП, уменьшение количества воды в нерабочих каналах (переход на КРО), снижение оперативного запаса реактивности,
- уменьшение утечки нейтронов за счет оптимизации профиля энерговыделения и выгорания по радиусу реактора,
- снижение количества отказов топлива и повторное использование топлива, не достигшего проектного выгорания,
- уменьшение дисперсии глубины выгорания выгруженного топлива.

В докладе приводятся количественные оценки влияния перечисленных факторов на расход топлива, а также сравнивается эффективность использования топлива на разных энергоблоках РБМК-1000.

Ядерное топливо для АЭС: современное состояние и перспективные разработки

Лавренюк П.И., Молчанов В.Л., ОАО «ТВЭЛ»

ОАО «ТВЭЛ» является поставщиком российского ядерного топлива, обеспечивая потребности 17% мирового рынка. Среди потребителей ядерного топлива ОАО «ТВЭЛ» - исследовательские, транспортные и промышленные реакторы, зарубежные АЭС с реакторами ВВЭР, PWR и BWR. В рамках единой корпоративной структуры Госкорпорации «Росатом» важнейшим партнёром ОАО «ТВЭЛ» является «Концерн Росэнергоатом», которому «ТВЭЛ» поставляет ядерное топливо на АЭС с реакторами ВВЭР-1000, ВВЭР-440, РБМК-1000, БН-600, ЭГП-6.

Основными задачами корпорации «ТВЭЛ» при выпуске продукции являются: удовлетворение требований Потребителей по эксплуатационным характеристикам и улучшению технико-экономических показателей ядерного топлива;

- обеспечение необходимого уровня безопасности при использовании и изготовлении ядерного топлива;

- повышение конкурентоспособности и расширение рынка сбыта продукции. Достижение указанных целей требует постоянного развития существующих конструкций тепловыделяющих сборок (ТВС) для различных типов энергетических реакторов.

Направления работ в обеспечение решения основных задач:

1. Обеспечение геометрической стабильности конструкции ТВС (для ВВЭР-1000);

2. Повышение эксплуатационного ресурса ТВС;

3. Повышение эксплуатационной надежности ТВС;

4. Создание разборных (ремонтпригодных) ТВС;

5. Реализация безопасных и экономически эффективных топливных циклов, включая:

- увеличение глубины выгорания топлива;
- повышение тепловой мощности энергоблоков,
- внедрение топливных циклов увеличенной длительности, например полугодовых,
- уменьшение нейтронной нагрузки на корпус.

В течение последних лет в результате выполненного с привлечением ведущих предприятий отрасли большого объема НИР, ОКР и ТР разработаны, внедрены и успешно эксплуатируются АЭС новые виды ядерного топлива для основных типов энергетических реакторов:

- для ВВЭР-1000 - ТВСА и ТВО2 и их модификации;
- для ВВЭР-440 - РК и ТВС 2-го поколения,
- для РБМК - ТВС с профилированным по высоте обогащением и АДФ. Техничко-экономические характеристики (выгорание топлива, длительность эксплуатации и топливные циклы, и т.д.) находятся на уровне мировых производителей ядерного топлива для энергетических реакторов.

Проводится дальнейшая работа по развитию и совершенствованию конструкций твэлов и ТВС, по конструкционным и топливным материалам, которая позволит обеспечить Потребителей эффективным топливом.

Проводится совершенствование топлива БН-600, ведутся разработки топлива для новых проектов (АЭС2006, ПАТЭС с реактором КЛТ-40С).

Планирование перегрузок ядерного топлива в реакторе РБМК-1000

*Дружинин В.Е., Шмонин Ю.В., Плеханов Р.В., Лысов Д.А.,
Немиров А.С., Смирнов К.И., ОАО "ВНИИАЭС"*

Изложена постановка задачи и методология планирования перегрузок ядерного топлива реакторов РБМК, формализованные в рамках

отраслевой “Типовой методики планирования перегрузок на АЭС с реакторами РБМК”.

Конструкция реакторов РБМК-1000 предусматривает возможность проведения перегрузок топливных каналов (ТК), содержащих тепло-выделяющие сборки (ТВС) и дополнительные поглотители (ДП), как при работе реактора на мощности, так и на остановленном реакторе. Особенности конструкции активной зоны РБМК не позволяют свести задачу планирования перегрузок ТК к выполнению разработанного набора правил или приемов, определяющих порядок перегрузок, например, по глубине выгорания ТВС. Следовательно, неотъемлемым условием эксплуатации РБМК является наличие “оперативной” системы планирования перегрузок ТК.

Такая система включает:

- действующие методики и инструкции по планированию перегрузок;
- программное обеспечение для выполнения нейтронно-физических расчетов;
- группу сотрудников АЭС, которая выполняет расчеты и подготавливает задание на перегрузку ТК.

Основным нормативным документом по планированию перегрузок для реакторов РБМК-100 является “Типовая методика планирования перегрузок на АЭС с реакторами РБМК-1000”. Методика разработана ВНИИАЭС совместно со специалистами ОАО “Концерн Росэнергоатом”, НИКИЭТ, РНЦ “Курчатовский институт”, Курской, Ленинградской и Смоленской АЭС.

В рамках “Типовой методики...”:

- формализованы основные этапы процедуры планирования перегрузок ТК;
- приведен набор технологических ограничений;
- определены параметры, характеризующих критерии приемлемости перегрузок и качество формирования загрузки активной зоны;
- сформулированы основные направления и рекомендации по рациональному использованию ядерного топлива;
- приведены требования к расчетным кодам, используемым для планирования перегрузок на АЭС.

Стратегия перегрузок формируется на основе расчетных исследований по моделированию перегрузок реактора на длительный период с учетом особенностей конструкции активной зоны, условий эксплуатации реактора, типа и обогащения ядерного топлива и технологических ограничений. Немаловажное значение при разработке стратегии перегрузок имеет обобщение опыта эксплуатации и планирования перегрузок на АЭС.

При разработке стратегии перегрузок с использованием расчетного моделирования работы реактора с перегрузкой ТК теми или иными методами решается оптимизационная задача. В качестве целевой функции обычно используется расход свежего топлива для подпитки реактора, а в качестве ограничений предельные значения технологических и нейтронно-физических характеристик реактора (например, максимальная мощность ТВС, линейная нагрузка на твэл, паровой коэффициент реактивности и т.д.). На основе таких исследований подготавливаются рекомендации по использованию соответствующих профилей распределения энерговыделения и энерговыработки ТВС в активной зоне, выбору алгоритмов перестановок ТВС при перегрузках, дополнительных ограничений и алгоритмов подготовки списка каналов-кандидатов на перегрузку.

Разработка стратегии ограничения последствий тяжелой аварии РБМК на первой стадии деградации активной зоны

Михайлов Д.А., Ткачев В.В., Федоров В.Л., Орлова И.А., Гольцев А.О., Тишкин Ю.А., РНЦ Курчатовский институт; Никитин Ю.М., ОАО «НИКИЭТ»

Важнейшей частью реализации концепции глубокоэшелонированной защиты (см. п. 1.2.3 ОПБ) является подготовка персонала к действиям при нарушениях нормальной эксплуатации, предаварийных ситуациях и авариях. Управление запроектными авариями составляет основное содержание 4-го уровня ГПЗ. Стратегия управления запроектной аварией делится на две стадии: первая стадия — предотвращение развития повреждений активной зоны; вторая стадия — ограничение последствий тяжелого повреждения активной зоны.

Активная зона РБМК содержит большое количество графита, поэтому теплоемкость активной зоны РБМК в ~ 15-30 раз выше теплоемкости активной зоны корпусных реакторов. Вследствие этого процесс повреждения топлива и активной зоны в целом при разогреве до высоких температур развиваются сравнительно медленно для значительной части запроектных аварий, связанных с потерей функции охлаждения активной зоны. К таким авариям можно отнести запроектные аварии с потерей функции охлаждения топлива (разрывы трубопроводов КМПЦ без срабатывания САОР, потерю подпитки КМПЦ от всех источников, BlackOut). Разогрев топлива РБМК с высокой скоростью возможен только в части аварий типа ATWS.

Существенной особенностью РБМК является возможность выделения сравнительно длительной (несколько часов) начальной

стадии развития деградации активной зоны, в которой еще будет мало повреждение активной зоны реактора и когда еще сохраняется возможность восстановления охлаждения активной зоны. Эта стадия неактуальна для корпусных аппаратов, т.к. разогрев осушенной активной зоны до высоких температур, когда начинается оплавление твэл, имеет малую длительность (~ 15 – 30 мин), за которое рассчитывать на восстановление персоналом функции отвода тепла от активной зоны вряд ли целесообразно. Низкая скорость развития процесса деградации активной РБМК зоны позволяет принять стратегию предотвращения развития запроектной аварии в тяжелую запроектную аварию в качестве приоритетной.

В докладе приведена классификация запроектных аварий РБМК. Представлены расчетные оценки процессов, сопровождающих разогрев осушенной активной зоны реактора. Дан таймиз развития деградации активной зоны. Рассмотрены внутренние свойства активной зоны реактора и КМПЦ, ограничивающие повреждение топлива. В частности: показана роль отвода остаточного тепла к каналам СУЗ; позитивная роль образования гидрозатворов в U-образных участках КМПЦ, которые значительно снижают опасность генерации большого объема водорода из-за парового голодания ПЦР; показано, что на начальной стадии при развитии процессов деградации активной зоны длительно сохраняется возможность восстановления охлаждения (отсутствует блокировка проходного сечения каналов). Приводятся оценки подкритичности активной зоны при разогреве. Даются рекомендации по управлению запроектными авариями этого типа. Ставится задача экспериментального исследования поведения осушенных каналов реактора при разогреве с целью подтверждения упомянутых свойств активной зоны и экспериментального обоснования рекомендаций по управлению запроектными авариями.

Анализ ведения водно-химических режимов первого и второго контуров АЭС с ВВЭР и основные направления их совершенствования

Тяпков В.Ф., Ерпылева С.Ф., ОАО «ВНИИАЭС»;

Шкаровский А.Н., Мальков С.Е., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Водно-химический режим АЭС является одним из важнейших факторов, влияющих на надежную, экономичную и безопасную эксплуатацию АЭС. Начиная с ввода в эксплуатацию первых блоков АЭС, до настоящего времени остается актуальной проблема создания и поддержания таких физико-химических свойств теплоносителей, которые бы предотвращали коррозионные повреждения конструк-

ционных материалов оборудования и образование отложений на его поверхностях.

Водно-химический режим должен быть организован таким образом, чтобы обеспечивалась целостность защитных барьеров (оболочек тепловыделяющих элементов и границ контура теплоносителя) и требования радиационной безопасности.

На действующих АЭС единственным фактором, на который сравнительно просто можно повлиять при умеренных капитальных затратах является водно-химический режим.

В докладе приведены данные по ведению водно-химических режимов первых и вторых контуров действующих АЭС с ВВЭР.

Анализ ведения водно-химического режима и систем поддержания ВХР выполнен на основании ежесменных данных ВХР, поступающих в Центр химической поддержки ВНИИАЭС с атомных электростанций.

Обработка информации проводится сотрудниками Центра 230 ВНИИАЭС по направлениям:

- оперативный анализ сменных и среднесуточных данных;
- долговременный анализ за месяц, квартал, год;
- расчетный анализ, включая:
 - ✧ построение по реальным данным и сравнение с регламентированной координирующей зависимостью ВХР первого контура;
 - ✧ расчет средних величин присосов охлаждающей воды в конденсаторах турбин;
 - ✧ расчет высокотемпературных значений рН продувочной воды парогенераторов;
 - ✧ расчет показателей качества питательной воды парогенераторов;
 - ✧ сопоставление результатов расчетов с эксплуатационными данными

Результаты обобщаются в месячных, квартальных и годовых отчетах, которые включают разделы:

- анализ качества и стабильности поддержания показателей питательной и продувочной воды ПГ;
- анализ эффективности работы систем обеспечения и поддержания ВХР (установки ХВО, БОУ, СВО-5, установки дозирования корректирующих реагентов и деаэрирования, баковое хозяйство);
- анализ ведения ВХР первых контуров (как в периоды стационарной работы блока на мощности, так и в переходных режимах, включая пуски, остановки, разгрузки, работу на мощностном эффекте реактивности активной зоны реактора) - оценка влияния ВХР на протекание коррозионных процессов, интенсивность накопления

радиоактивных продуктов коррозии и на надежность подавления радиолiza теплоносителя;

- анализ ведения ВХР вспомогательных систем первого контура, включая системы безопасности.

Основными критериями оценки водно-химического режима первого и второго контуров АЭС с ВВЭР приняты требования к ведению ВХР, при котором должно обеспечиваться:

- минимальное количество отложений на теплообменной поверхности парогенераторов и активной зоне реактора, в проточной части турбин и конденсатно-питательном тракте;
- предотвращение коррозионных и коррозионно-эрозионных повреждений конструкционных материалов, оборудования и трубопроводов контуров,
- обеспечение поддержания низких значений мощностей доз излучения от трубопроводов и оборудования первого контура, снижение количеств жидких радиоактивных отходов.

В докладе приведены пути совершенствования водно-химических режимов и систем поддержания.

Создание комплекса по переработке ТРО на Ленинградской АЭС по технологии NUKEM Technologies GmbH

*Трофимов А.В., Терехов К.А, Коневцов С.А, Арбузов А.Н.,
Ленинградская АЭС*

В 2002г. между Ленинградской АЭС и NUKEM Technologies GmbH заключен контракт на поставку систем по переработке и кондиционированию ТРО.

Комплекс по переработке и кондиционированию ТРО включает в себя четыре системы:

- Транспортно-технологических операций;
- Сортирования;
- Прессования;
- Сжигания.

Строительство комплекса начато в феврале 2002г.

Рассмотрены преимущества вновь вводимой структуры обращения с ТРО перед существующей.

Названа производительность комплекса по переработке и кондиционированию ТРО.

Выполнен прогноз заполнения хранилища ТРО после ввода в эксплуатацию спецкорпуса переработки отходов.

Разработана организационная структура цеха по обращению с радиоактивными отходами.

Проводится обучение и подготовка персонала.

Сравнение существующего водно-химического режима РБМК с водородно-кислородным ВХР

*Архипов В.В. Ермаков В.А. Кузин В.С. Чабак А.Ф.,
РНИЦ «Курчатовский институт»*

В докладе представлены особенности создания и ведения водородно-кислородного водно-химического режима на реакторах РБМК. Показано, что внедрение водородно-кислородного водно-химического режима по сравнению с существующим ВХР обеспечивает:

1. Повышение взрывобезопасности эксплуатирующихся блоков.
2. Подавляет коррозионное растрескивание нержавеющей стали.
3. Подавляет общую и локальную коррозию циркониевых сплавов, что позволяет увеличить время эксплуатации ТВС, увеличить выгорание топлива.
4. Снижает вынос продуктов коррозии из конденсатно-питательного тракта в активную зону реактора, что улучшает радиационную обстановку. При этом содержание водорода в теплоносителе в условиях водородно-кислородного ВХР не превышает его содержание при существующем режиме. Поэтому:
5. Система дожигания водорода сохраняется прежней и не требует реконструкции.
6. В случае разгерметизации контура или наличия протечек теплоносителя в при обоих ВХР режимах в помещения поступает одинаковое количество водорода.

Нейтронно-физический расчет реактора БН-600 в диффузионном нодальном приближении с использованием аналитических решений в гетерогенной ячейке

Селезнев Е.Ф., Белов А.А., Мырзин М.К., ИБРАЭ РАН

Комплекс программ ГЕФЕСТ создан для эксплуатационных нейтронно-физических расчетов реактора типа БН в многогрупповом диффузионном приближении в трехмерной гексагональной геометрии.

В рамках работ по снижению расчетных погрешностей эксплуатационного комплекса ГЕФЕСТ авторами комплекса был предложен и разработан алгоритм решения уравнения переноса нейтронов в диффузионном нодальном приближении с использованием аналитических решений в гетерогенной ячейке.

В соответствии с мировыми тенденциями в развитии алгоритмов в него введены коэффициенты разрывности потока нейтронов на границах ячеек. Коэффициенты разрывности будут рассчитываться с использованием расчетных модулей на основе разных физических

приближений, более высоких, по сравнению с диффузионным приближением (методом вероятности первых столкновений, одномерных модификаций метода Монте-Карло и в кинетическом приближении). Данные алгоритмы планируются к включению в разрабатываемый модуль. Программу расчета в кинетическом приближении разрабатывает Мырин М.К. под руководством Трошиева В.Е.

Разрабатываемый модуль нейтронно-физического расчета GUITAR.A, оставаясь достаточно быстрым, в состоянии снизить погрешности рассчитываемых параметров за счет учета гетерогенности и транспортного приближения.

Пробные расчеты указывают на улучшение предсказаний расчетных параметров, особенно в местах значительных градиентов полей нейтронов (вблизи стержней СУЗ, на границе ЗМО и ВБЗВ, экспериментальных ТВС), в частности эффективности стержней СУЗ.

Программный комплекс ГЕФЕСТ построен на модульном подходе. Это дает возможность достаточно просто внедрить новый расчетный модуль на основе организованной системы архивных данных и рабочих файлов. Большой объем накопленной информации о сравнении результатов расчетов по штатным нейтронно-физическим модулям с экспериментальными данными позволяет провести валидацию и верификацию нового модуля.

Новый модуль нейтронно-физического расчета GUITAR.A был поставлен в марте этого года в опытную эксплуатацию на БАЭС, как модуль комплекса ГЕФЕСТ.

Комплекс экспериментальных исследований возможных аварийных и переходных режимов РБМК-1000 на крупномасштабном интегральном стенде

Брус Н.А., ОАО «ЭНИЦ»; Афремов Д.А., ОАО «НИКИЭТ»

В настоящее время безопасность атомных энергоблоков обосновывается расчетным анализом возможных аварийных и переходных режимов. Для экспериментального подтверждения получаемых расчетных результатов в ОАО «ЭНИЦ» (г. Электрогорск Московской области) создан и введен в эксплуатацию новый крупномасштабный интегральный стенд безопасности реактора РБМК – ПСБ РБМК (полномасштабный стенд безопасности реактора РБМК).

Стенд ПСБ РБМК моделирует одну петлю контура многократной принудительной циркуляции РБМК и включает модели всех основных элементов КМПЦ: полномасштабные модели шести топливных каналов РБМК, модель барабана-сепаратора, модели всасывающего, напорного и двух раздаточных групповых коллекторов, модели кла-

панов и элементов арматуры КМПЦ. В состав стенда также входит модель баллонной САОР и предусмотрена возможность имитации работы насосной подсистемы САОР за счет подачи питательной воды в РГК. Для проведения исследования режимов с потерей теплоносителя предусмотрено подключение линии течи к моделируемым точкам разрыва. Тепловыделение в ТВС и графитовой кладке моделируется с помощью электронагревателей.

В период с 2006 по 2009 годы, в соответствии с утвержденной программой, на стенде ПСБ РБМК были проведены эксперименты по исследованию следующих аварийных режимов реактора РБМК-1000:

- Снижение расхода в одном РГК из-за повреждения механического фильтра на входе в РГК;
- Охлаждение активной зоны реактора в режиме естественной циркуляции при обесточении собственных нужд станции;
- Разрыв паропровода за пределами помещений СЛА с обесточением собственных нужд блока;
- Разрыв опускного трубопровода;
- Полный двухсторонний разрыв напорного коллектора;
- Полный двухсторонний разрыв РГК после ОК с отказом ОК соседнего РГК;
- Полный двухсторонний разрыв РГК до ОК («Разрыв РГК»);
- Частичный разрыв РГК после ОК («Критический частичный разрыв»).

Для каждого аварийного режима на стенде выполнены два эксперимента: базовый режим и режим с дополнительными отказами. Выполненные эксперименты сопровождалось предтестовыми и посттестовыми расчетами с использованием кода RELAP5/MOD3.2. Полученные результаты будут использованы при выпуске следующей версии верификационного отчета для кода RELAP5/MOD3.2 применительно к реактору РБМК.

Разработка стратегии внедрения мониторов риска на российских АЭС

Винников Б.И., РНЦ «Курчатовский Институт»

В настоящее время имеется три концепции (стратегии) внедрения Мониторов Риска на Российских АЭС. Первая относится к разработке отечественного математического обеспечения и последующему внедрению его на АЭС. Эта стратегия эпизодически разрабатывается уже более 20-ти лет и все еще не завершена. Вторая стратегия основана на шведском Мониторе Риска Risk Watcher, пилотное внедрение которого сейчас проводится на Ленинградской АЭС. В докладе пред-

лагается для рассмотрения стратегия, которая была разработана в РНЦ «Курчатовский Институт», в дальнейшем — Курчатовский Институт.

До аварии на 4-м энергоблоке Чернобыльской АЭС Курчатовский Институт не воспринимал должным образом методологию Вероятностного Анализа Безопасности (ВАБ). Однако после Чернобыльской аварии Курчатовский Институт резко изменил свое отношение к методологии ВАБ. Стало понятным, что стратификация (сочетание) большого количества маловероятных отказов оборудования систем безопасности и ошибок персонала могут привести к тяжелым авариям на АЭС. Собственно изучение этих сочетаний (аварийных последовательностей) составляет сущность методологии ВАБ, на основе которой разрабатываются Мониторы Риска.

После Чернобыльской аварии сотрудники Курчатовского Института последовательно осваивали и по возможности внедряли математическое обеспечение, относящееся к методологии ВАБ, и к Мониторам Риска. Это: код PSAPACK, разработанный в МАГАТЭ, американский код IRRAS, Монитор Риска EOOS, Монитор Безопасности SCIENTECH и другие. В последние годы появилась возможность внедрить на Российских АЭС Монитор Риска, основу которого составляет код SAPHIRE, разработанный Айдаховской Национальной Лабораторией (INL) США.

В связи с этой возможностью Курчатовский Институт и Ленинградская АЭС разработали: электронную модель Базы Данных по вероятностям отказа компонент технических систем (примерно 6000 базисных событий), электронную версию необходимых Деревьев Отказов систем безопасности, электронную версию необходимых Деревьев Событий и, наконец, выполнили линковку (связь) Деревьев Событий. В результате была получена пилотная «Живая» Вероятностная Модель энергоблока №1 Ленинградской АЭС. Эта модель полностью приспособлена к включению ее в Айдаховский Монитор Риска SAPHIRE. Анализ всех Деревьев Событий требует примерно 2-3 минут работы персонального компьютера PENTIUM-4, т.е. анализ одной конфигурации систем безопасности можно выполнить почти в реальном временном масштабе. Таким образом имеется возможность мониторить (контролировать) уровень эксплуатационной безопасности Российских АЭС с помощью Монитора Риска SAPHIRE.

Принимая во внимание вышеизложенное Курчатовский Институт считает, что необходимо сейчас, пока нет соответствующего отечественного программного обеспечения, внедрять вышеназванные американские мониторы: Монитор Риска EOOS, Монитор Безопасности SCIENTECH, Монитор Риска SAPHIRE. Не имеет принципиального значения то, какой монитор внедрять, потому что имеются переход-

ники (адаптеры) для конверсии Вероятностной Модели от одного монитора к другому.

Сейчас Российские АЭС начинают заключать контракты с разработчиками этих американских Мониторов Риска.

Комплексная система контроля, управления и защиты РБМК-1000 Ленинградской АЭС

Гредасов П.О., Ленинградская АЭС

Введение

В течение последнего десятилетия на отечественных станциях (Курская АЭС, Смоленская АЭС, Ленинградская АЭС) проведена модернизация систем управления и защиты реакторов РБМК-1000 с целью повышения безопасности.

В результате модернизации на энергоблоках Ленинградской АЭС введена в эксплуатацию Комплексная система контроля, управления и защиты реактора РБМК-1000 (далее – КСКУЗ).

Состав системы

В состав КСКУЗ входят:

- две системы остановки реактора (каждая со своим набором исполнительных механизмов);
- два комплекта аппаратуры контроля и преобразования информации от датчиков и логической обработки всей совокупности информации по заданным алгоритмам (каждый комплект со своим набором датчиков);
- аппаратура общей (внекомплектной) части КСКУЗ.

Преимущества и недостатки КСКУЗ

Преимущества КСКУЗ по сравнению с предшествующей системой управления и защиты (СУЗ) реактора:

1. Наглядное представление информации о параметрах работы энергоблока;
2. Возможность оперативного получения в графическом виде любого контролируемого параметра;
3. Наличие второго независимого комплекта системы контроля, управления и защиты;
4. Возможность диагностики всего оборудования КСКУЗ при любом состоянии энергоблока;
5. Усовершенствованная система автоматического регулирования мощности реактора;
6. Наличие независимой системы бесперебойного электроснабжения КСКУЗ.

К недостаткам можно отнести следующее:

1. Избыточность информации о параметрах технологического процесса, представляемой на панелях и мониторах системы;
2. Недостаточность эргономики расположения информационных панелей;
3. Несовершенство действующей документации по эксплуатации КСКУЗ.

Заключение

Опыт эксплуатации КСКУЗ показывает, что система обеспечивает безопасное управление, защиту и контроль реакторной установки при любом режиме работы энергоблока.

Создание транспортно-технологического оборудования и систем управления на основе методики количественного анализа безопасности транспортно-технологических операций с ядерным топливом

Федосовский М.Е., Алексанин С.А., Дунаев В.И., Шерстобитов А.Е., Григорьева А.Г., Сыров А.А., ЗАО «Диаконт»

В 2006 году ЗАО «Диаконт» разработало «Методику количественного анализа безопасности проведения транспортно-технологических операций с ядерным топливом». Методика была согласована с ведущими предприятиями атомной отрасли и утверждена ОАО «Концерн Росэнергоатом».

В основу формирования методики положен разработанный ЗАО «Диаконт» метод анализа безопасности сложных технологических процессов с нестационарными условиями безопасности. Разработанный метод анализа позволяет учесть изменение условий безопасности при выполнении отдельных технологических операций и связь событий, происходящих на различных участках процесса перегрузки.

Методика ориентирована на использование аттестованных в атомной энергетике программных комплексов Risk Spectrum и CRISS.

В соответствии с методикой был выполнен ряд работ по количественному анализу безопасности перегрузки реакторных установок на Нововоронежской АЭС (энергоблок №5), Ростовской АЭС (энергоблок №1, №2), АЭС Ловиза (Финляндия).

Методика использовалась не только как средство, позволяющее оценить вероятностные показатели безопасности выполнения транспортно-технологических операций с ядерным топливом, но и как инструмент проектирования перегрузочного оборудования и систем управления. Причем в ряде случаев количественный анализ безопасности проводился уже на ранних этапах создания или модернизации

оборудования с целью разработки обоснованных требований к его проектированию. В ходе выполнения работ по разработке проводился анализ отдельных технических решений и усовершенствований, позволяющий принимать оптимальные решения по стоимости и показателям безопасности.

По результатам анализа была обоснована возможность перегрузки топлива в автоматических режимах и разработаны рекомендации по повышению безопасности перегрузочных операций.

С использованием методики количественного анализа безопасности была проведена работа по созданию пилотного образца системы управления нового поколения, выполненной на принципах существенно отличающихся от традиционных подходов к созданию систем управления оборудованием перегрузки ядерного топлива. Путем проведения расчетов вероятностных показателей безопасности показано, что система управления, выполненная с разделением функций управления, защит и блокировок обладает значительно лучшими показателями безопасности по сравнению с используемыми ранее двухканальными системами с интеграцией функций управления и защиты за счет уменьшения вероятности зависимых отказов.

В 2009 году ЗАО «Диаконт», совместно с ОАО «СПБАЭП», ОАО «ОКБМ Африкантов» и ОАО «НИАЭП» разработало новую версию «Методики количественного анализа безопасности проведения транспортно-технологических операций с ядерным топливом». Новая версия Методики учитывает опыт выполненных работ по анализу безопасности, а так же замечания и предложения АЭС.

Повышение динамической устойчивости энергоблоков с реакторами типа РБМК

*Алексанин С.А., Алексаков А.Н., Дунаев В.И., Григорьев Г.А.,
Кушбасов А.Н., ЗАО «Диаконт», ОАО «НИКИЭТ»*

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.

Для поддержания давления в БС используются системы автоматического регулирования и защиты (САРЗ) турбины. САРЗ предыду-

шего поколения построены на базе электрогидравлической системы регулирования (ЭГСР) с использованием электрогидравлического преобразователя (ЭГП). Основными недостатками этого поколения являлось сильная зависимость от качества масла, что при попадании механических частиц в масло приводило к заклиниванию и зачастую к отказам, вплоть до останова. Постоянная скорость перемещения РК этого поколения и отсутствие учета нелинейности расхода пара от открытия регулирующих клапанов (РК) приводило к перерегулированию, неустойчивому и колебательному процессу поддержания давления в БС, также не обеспечивались условия безопасной работы энергоблока в переходных и аварийных режимах работы.

Новое поколение САРЗ на базе ЭГСР с электромеханическим преобразователем (ЭМП) лишено этих недостатков, что было подтверждено опытом внедрения модернизированной САРЗ на Смоленской АЭС. В работе по созданию и внедрению модернизированной САРЗ принимали участие ОАО «Турбоатом» (производитель турбин), ОАО «НИКИЭТ» (разработчик РБМК), а также ЗАО «Диаконт» (разработчик модернизированной САРЗ).

При разработке и внедрении ЭГСР с ЭМП были реализованы следующие решения:

- реализация алгоритма «упреждающего» поддержания давления в БС с учетом скорости изменения давления, что повысило быстродействие регулятора, динамическую устойчивость энергоблока и позволило поддерживать давление в БС с точностью 0.01 кгс/см² во всех режимах работы блока;
- силовые характеристики ЭМП позволяют позиционировать отсечной золотник не только с высокой скоростью и точностью, но и в случае возникновения сопротивления — развить большое усилие (свыше 150 кг), что решило проблему отказов САРЗ от попадания в золотниковые устройства механических частиц;
- включение второй турбины в процесс поддержания давления в БС в парном режиме обеспечило условия безопасной работы энергоблока, как в переходных, так и аварийных режимах работы.

Пуско-наладочные работы и опытно-промышленная эксплуатация на Смоленской АЭС показали, что внедрение ЭГСР с ЭМП повысило динамическую устойчивость энергоблока за счет увеличения быстродействия систем автоматического регулирования и реализации новых алгоритмов поддержания давления в БС.

Теплогидравлический анализ активной зоны быстрых реакторов с натриевым теплоносителем

*Ефанов А.Д., Жуков А.В., Калякин С.Г., Сорокин А.П.,
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»*

Условия работы быстрых реакторов (БР) с натриевым теплоносителем (высокие нейтронные и тепловые потоки, высокое выгорание ядерного горючего, высокие температуры топлива и оболочки, большие подогревы теплоносителя, неопределенность многих параметров и т.д.), а также необходимость обеспечения их высокой безопасности и самозащищенность, выдвигают высокие требования к обоснованию характеристик активной зоны БР в различных режимах их работы. Теплогидравлический анализ активной зоны ЯР является важнейшей компонентой комплекса взаимосвязанных задач по обоснованию параметров БР.

В ГНЦ РФ-ФЭИ создан комплекс экспериментальных стендов с жидкометаллическими теплоносителями, разработаны методы моделирования теплогидравлических процессов в активных зонах и узлах оборудования БР с жидкометаллическим охлаждением, датчики, методики экспериментов и техника измерений. Развиваются соответствующие методы теплогидравлического расчета активной зоны. Исследования, как правило, носят комплексный — экспериментальный и расчетный характер.

Фундаментальные (общезфизические) исследования направлены на получение данных по физике и характеристикам теплофизических процессов в аварийной зоне БР:

- профили скорости и температуры на нормальных к стенкам каналов сложной формы, в том числе, стержневых сборок;
- распределение касательных напряжений и гидравлическое сопротивление в каналах сложной формы, включая сборки твэлов;
- распределение температуры по периметру и теплоотдача в каналах сложной формы, в том числе, сборках твэлов;
- контактные термические сопротивления на стенках каналов, связанные с содержанием примесей в теплоносителях;
- пульсации температуры в потоках теплоносителя и на теплоотдающих поверхностях;
- длины начальных гидродинамических и тепловых участков;
- теплоотдача, картограммы режимов течения двухфазных потоков теплоносителя, критические тепловые потоки жидких металлов в сборках тепловыделяющих элементов;
- межфазный обмен массой, импульсом и энергией в двухфазных потоках жидких металлов;

- межканальный обмен массой, импульсом и энергией для однофазных и двухфазных потоков жидкометаллических теплоносителей.

Актуальными проблемами фундаментальных исследований являются — изучение структуры и характеристик турбулентного переноса импульса и энергии (тепла) в каналах сложной формы, их моделирование с учетом анизотропии переноса и влияния дистанционирующих устройств, определение турбулентного числа Прандтля; определение влияния различных критериев подобия, выявление областей автомодельности, создание надежных методов теплогидравлического моделирования процессов теплообмена в стационарных и переходных режимах с естественной и вынужденной конвекцией.

Прикладные теплогидравлические исследования направлены на изучение влияния различных факторов на теплогидравлику ТВС, оптимизацию конструкции с целью увеличения ресурса (повышения надежности) и достижения высокого выгорания ядерного топлива, в том числе, влияния:

- геометрии периферийной области на распределение скорости теплоотдачи и характеристик гидродинамики и теплообмена твэлов;
- формоизменения ТВС и пучка твэлов на теплогидравлику ТВС, в том числе, в процессе кампании под воздействием распухания и радиационной ползучести сталей;
- неравномерного энерговыделения в поперечном сечении и по длине активной зоны;
- межканального теплообмена; внутрикассетной гетерогенности; различных видов дистанционирования твэлов и т.д.

Для моделирования номинальных, переходных и аварийных режимов ТВС активной зоны развиваются методики и расчетные коды по четырем направлениям:

- инженерные методики теплогидравлического расчета для одиночного («горячего») канала ТВС с учетом факторов перегрева;
- поканальный метод, рассматривающий систему взаимодействующих каналов, на которые разбиваются ТВС, позволяющий учитывать неоднородности геометрии ТВС и неравномерное энерговыделение твэлов, а главное — влияние межканального обмена, являющегося решающим фактором формирования температурных полей в ТВС активной зоны;
- модель пористого тела, рассматривающая ТВС как гомогенную среду с внутренним сопротивлением и распределенным энерговыделением;
- методы моделирования локальных значений полей скорости и температуры в теплоносителе и твэлах (сопряженная задача теплообмена) для турбулентного режима течения жидких металлов.

Инженерные методы расчета используются для оценки характеристик активной зоны на стадии эскизного проектирования реакторной установки (РУ).

Поканальная методика является эффективным инструментом на стадии выполнения технического проекта РУ, а также при расчете эксплуатационных режимов. Разработано значительное количество поканальных теплогидравлических кодов, хорошо отработанным является созданный в ГНЦ РФ-ФЭИ поканальный код МИФ. Дальнейшее развитие поканальных кодов предполагает расширение за счет дополнительного расчета случайных отклонений параметров с использованием метода Монте-Карло и расчета активной зоны в целом с учетом межпакетного взаимодействия.

Теплогидравлический анализ активной зоны в аварийных режимах включает решение значительного комплекса задач, включая изучение:

- влияния на теплогидравлику ТВС блокировок части проходного сечения ТВС;
- развития кипения натрия в различных режимах, пределов охлаждения ТВСВ, кризиса теплообмена, устойчивости циркуляции теплоносителя;
- генерации и отложений твердофазных примесей в циркуляционных контурах РУ;
- развитие естественной конвекции (аварийное расхолаживание активной зоны);
- взаимодействие расплава топлива с жидкими металлами.

Актуальны задачи валидации методов теплогидравлического расчета активной зоны и верификации созданных расчетных кодов. Для этого необходима разработка верификационных матриц, систематизация результатов экспериментальных исследований, создание баз данных по теплогидравлике активной зоны БР, разработка системы верификационных твэлов и проведение стандартных задач. Кроме этого необходима реализация программы экспериментальных работ в обеспечение развития расчетных теплогидравлических кодов.

Причины разгерметизации и выход цезия из негерметичных твэлов ВВЭР-1000

*Поленок В.С., Марков Д.В., Жителев В.А., Перепелкин С.О.,
ОАО «ГНЦ НИИАР»*

Для прогнозирования радиоактивного загрязнения теплоносителя и поведения твэлов после разгерметизации разработаны модели и расчетные коды, которые совершенствуются по мере накопления

экспериментальных данных. Предварительно установлены критерии допустимого количества негерметичных твэлов в активной зоне и критерии возможности продолжения эксплуатации или досрочной выгрузки ТВС с негерметичными твэлами. Однако к настоящему времени количество исследованных негерметичных твэлов ВВЭР незначительно, соответственно мало данных по их состоянию. Существующие критерии необходимо уточнять по мере накопления результатов послереакторных исследований негерметичных твэлов.

Для уменьшения количества случаев разгерметизации необходимо установление их причин и принятие соответствующих мер. В этом плане наиболее полная и достоверная информация может быть получена в результате послереакторных материаловедческих исследований. К настоящему времени проведены исследования 10-ти ТВС ВВЭР-1000, в каждой из них было по одному негерметичному твэлу со средним выгоранием топлива от 13 до 42 МВт-сут/кгU.

Установлено, что в 60% случаев сквозное повреждение оболочек происходит за счет взаимодействия с посторонними предметами (debris), попадающими в пучок твэлов из теплоносителя (эксплуатационная причина); два случая разгерметизации произошли за счет фреттинг-коррозии при взаимодействии твэлов друг с другом, однако коренная причина раскрепления нижнего конца одного из них не установлена; два твэла (20%) разгерметизировались по технологической причине — внутреннее гидрирование оболочки.

Debris-дефекты оболочек по сечению ТВС распределены случайным образом, а по высоте регистрируются, преимущественно, в районе опорной решетки пучка или под нижними дистанционирующими решетками. В твэлах с внутренним гидрированием дефекты распределены, практически, по всей высоте, при этом не представляется возможным отделить первичные дефекты от вторичных. Разгерметизация твэлов по механизму фреттинг-коррозии произошла вблизи нижней решетки.

При эксплуатации негерметичных твэлов ВВЭР в оболочках могут образоваться вторичные дефекты вследствие локального гидрирования. Время между образованием первичного и вторичного дефекта меньше, чем длительность топливной кампании. В твэлах ВВЭР-1000 участки вторичного гидрирования оболочек удалены от первичных дефектов, как правило, на расстояние 2500–3000 мм и часто вплотную примыкают к верхним сварным соединениям.

Выход цезия из топливного сердечника негерметичного твэла находится в пределах 16–44%. Эффект вблизи сквозных повреждений оболочки значительно выше, чем на удаленных от них координатах. В диапазоне изменения суммарной площади сквозных дефектов от

0.6 до 106 мм² и среднего выгорания топлива от 13 до 42 МВт·сут/кгU выход цезия из топлива и ТВЭЛ слабо уменьшается с увеличением размера дефектов.

Выход цезия из топливных таблеток зависит не только от мощности, но и от степени окисления топлива. Зависимость выхода цезия из топлива от мощности ТВЭЛ имеет пороговый характер. Уменьшение выхода радиоактивных продуктов деления из негерметичного ТВЭЛ в теплоноситель может быть достигнуто снижением его мощности до уровня менее 150 Вт/см.

Применение полномасштабного тренажера для организации и проведения учений на Балаковской АЭС в 2009 году

Жукавин А.П., Горский С.Н., Фукс Р.Л., ОАО «ВНИИАЭС»

В сентябре 2009 г. на Балаковской АЭС проводилось противоаварийное учение ОПАС. Перечень организаций, участвовавших в данном мероприятии, достаточно широк. В докладе представлена точка зрения разработчиков полномасштабного тренажера, использованного в качестве «имитатора аварийного энергоблока» при проведении учения.

Рассмотрены три сценария запроектных аварий, заканчивающихся изменением радиационной обстановки, и требования, которые к ним предъявлялись. Один из сценариев был выбран для проведения учения.

При подготовке учения разработчики ПМТ привлечены к следующим работам:

- проверка передачи фрагментов отображения состояния энергоблока в стационарном и аварийном режимах в сеансе связи между ПМТ энергоблока №4 Балаковской АЭС и Кризисным центром Концерн «Росэнергоатом»;
- экспертиза сценариев, предполагаемых для использования в противоаварийном учении;
- отработка предполагаемых сценариев на модели тренажера с целью выявления проблем работы модели в данных режимах и внесении, в случае необходимости, необходимых корректировок в модель.

На основании полученного опыта участия в подготовке и проведении учения сделан ряд выводов и предложений:

1. Разработчики тренажера должны обязательно участвовать в выборе и подготовке аварийных сценариев будущих учений.

2. Расчетный анализ сценария учения должен выполняться или уточняться с использованием программного комплекса тренажера, на котором будет выполняться учение.

3. Если при подготовке сценариев будут задействованы элементы, выходящие за объем моделирования тренажера, необходимо предусма-

тривать соответствующие трудозатраты на дополнение и корректировку моделей тренажера.

4. Спланировать и выполнить работу по систематизации получаемой с блока информации, разработке удобных видеок кадров представления информации, в том числе в виде графиков и цветовой визуализации изменения параметров в оборудовании реакторной установки.

5. Увеличить протяженность теплогидравлической части развития аварийного сценария с тем, чтобы осознание ситуации и необходимых действий персонала было более полноценным и качественным.

Тренажерные комплексы ТОМАС для поддержки Кризисного центра ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Жукавин А.П., Посажеников А.А., Федоровский А.Ю., Фёдоров И.В.,
ОАО «ВНИИАЭС»

Программные комплексы ТОМАС, разработанные ВНИИАЭС, представляют собой специализированные аналитические тренажеры, которые позволяют моделировать нормальные и аварийные режимы работы АЭС с ВВЭР-1000 (ТОМАС-1) и РБМК-1000 (ТОМАС-2).

Разработанные для Кризисного центра (КЦ) ОАО «Концерн Росэнергоатом» версии комплексов ТОМАС предназначены для:

- составления и быстрой оценки набора сценариев противоаварийных учений;
- обучения экспертов КЦ и представителей Центров технической поддержки Концерна «Росэнергоатом».

Комплексы ТОМАС могут также использоваться для:

- первичного обучения физическим процессам и технологическим процедурам при авариях энергоблока;
- экспресс-оценок при анализе аварийных процессов, проверке противоаварийных инструкций и анализе состояния критических функций безопасности.

В качестве средства обучения предыдущая версия (2001 г.) ТОМАС-1 успешно применяется в Московском энергетическом и Томском политехническом институтах — организованы курсы лабораторных работ, наглядно демонстрирующих функционирование систем энергоблока с ВВЭР-1000.

Каждый программный комплекс ТОМАС имеет следующие структурные составляющие:

- математическую модель энергоблока, описывающую нейтронно-физические, теплогидравлические, электрические и логические процессы в оборудовании и системах управления АЭС;

- графическую систему моделирования, управления и визуализации, позволяющую осуществлять интерактивное управление моделью в реальном масштабе времени (или быстрее) и представлять результаты ее работы.

ТОМАС-1 имеет также модель для анализа тяжелых аварий, описывающую процессы разогрева, плавления и разрушения активной зоны и корпуса реактора, а ТОМАС-2 — модель радиационного мониторинга для анализа выхода и распространения радионуклидов.

Основные математические модели многократно испытаны на целом ряде полномасштабных и аналитических тренажеров АЭС.

Настройка и поддержание теплогидравлического режима на реакторах Ленинградской АЭС

Клевцов Д.Н., Ленинградская АЭС

В настоящее время профилирование на Ленинградской АЭС расходов теплоносителя по каналам реактора РБМК-1000 осуществляется в соответствии с «Программой и методикой испытаний (Профилирование расходов теплоносителя по ТК)», НИКИЭТ, инв. № ПМ.040-0142.

Данная методика позволяет:

- распределять ТК по зонам профилирования расхода теплоносителя и задавать зональные положения ЗРК, исходя из выбранных т/г характеристик: мощность ТК, минимальный коэффициент запаса до кризиса теплообмена в ТК, общий расход теплоносителя через реактор, разность давлений в НК ГЦН и БС;
- выявлять ТК с аномальными гидравлическими характеристиками до пуска реактора (в ходе промывки КМПЦ и «холодной» отладки расходов) и своевременно устранять причины этих аномалий;
- значительно сократить число операций по корректировке расходов в ТК («снятие» сигналов СРВ и ПРВ) в процессе подъема мощности реактора вплоть до номинальной (в сравнении с предыдущими настройками по прежней методике);
- обеспечить на номинальном уровне мощности предварительно (до пуска энергоблока) запланированные гидравлические характеристики реактора: $\min K_{зк}, G_{об}, \Delta p_{нк-бс}$.

В результате внедрения на Ленинградской АЭС методики гидропрофилирования были достигнуты следующие результаты:

- оперативно, до пуска реактора (в ходе промывки КМПЦ и «холодной» отладки расходов) выявлялись и устранялись дефекты по десяткам ТК с аномальными гидравлическими характеристиками;

- значительно, в 2-3 раза, сократилось число операций по корректировке расходов в ТК («снятие» СРВ и ПРВ) в процессе подъема мощности реактора до номинального уровня в сравнении с предыдущими настройками по прежней методике;
- основные теплогидравлические характеристики реактора и КМПЦ оказывались весьма близки к предварительно (до пуска блока после ППР) запланированным.

В настоящее время НИКИЭТ совместно с Ленинградской АЭС ведутся работы по усовершенствованию данной методики, в частности по разработке и вводу в эксплуатацию методики выявления топливных каналов с аномальными гидравлическими характеристиками на действующем реакторе, а также процедуры корректировки гидравлического режима реактора и КМПЦ, направленной на поддержание суммарного расхода через ТК и перепада НК-БС в регламентных пределах, в процессе длительной работы энергоблока на постоянной мощности.

Возможности по управлению эксплуатацией АЭС в системе eSOMS

Комонюк О.В., НПП «СпецТек», г. Санкт-Петербург

Комплекс eSOMS Suite разработан корпорацией Ventyx. Компания НПП "СпецТек" является официальным партнером Ventyx и поставщиком eSOMS на территории России, Казахстана и Украины. eSOMS Suite охватывает весь спектр задач управления оперативной эксплуатацией на атомной станции и решает их в единой информационной среде. По своей сути, eSOMS Suite является приложением для всестороннего управления деятельностью смен оперативного персонала. Общая направленность системы — на безопасность, соблюдение нормативных требований, выполнение технологических процедур.

Комплекс eSOMS имеет модульную архитектуру. Основные модули системы:

"eSOMS-Оборудование" — обеспечивает быстрый доступ эксплуатационного персонала к наиболее важным данным по оборудованию. В дополнение к паспортным данным и соответствующим документам, предоставляются текущие, а также исторические данные о состоянии оборудования и его режимах. Основа системы.

"eSOMS-Оперативные журналы" — обеспечивает электронным журналом для регистрации, сбора и квалификации событий. Отслеживает состав сменного персонала, параметры эксплуатации, записи в журнале, соотношенные уточняющие данные, ссылки на документы в разрезе оборудования и/или сменного персонала. Модуль

сокращает время рутинной работы, увеличивает точность и применимость записей журналов.

”eSOMS-Управление режимами” — автоматизирует и отслеживает деятельность по изменению режимов (на основе текущих схем подключений и коммутации, структуры штатных операционных команд), и регистрирует отклонения в конфигурации оборудования (временные изменения, выводы оборудования из эксплуатации и т.д.), реализует динамическую модель режимов эксплуатации. Помогает не потерять управляемость режимов эксплуатации и снизить риск останова или задержки запуска.

”eSOMS-Отсечение оборудования” — помогает внедрить, исполнять и контролировать процедуры LOTO (Lockout-Tagout). Модуль помогает избежать ошибок, которые могут привести к простоям, снижению безопасности, штрафным санкциям, несчастному случаю или даже гибели работников. Он позволяет связать с отсеченным оборудованием информацию о статусе работ и плане-графике работ посредством взаимодействия с системами управления потоком работ и планирования.

”eSOMS-Обходы оператора” — автоматизирует сбор, подсчет и хранение данных, получаемых в процессе обходов. Операторы и инженеры, используя карманные ПК, могут в любой момент, в том числе из производственной зоны, обратиться в систему eSOMS, чтобы ввести данные, произвести вычисления, получить тренды и результаты анализа данных. Вероятность обнаружения и предупреждения проблем в работе оборудования значительно возрастает, увеличивается надежность.

”eSOMS-Контроль” — предоставляет простой инструмент, позволяющий быстро определить и назначить необходимые нормативные и/или административные мероприятия, ограничивающие условия эксплуатации, и далее контролировать их выполнение. Модуль значительно сокращает вероятность пропущенного или неправильно назначенного мероприятия, тем самым максимизируется надежность и предотвращаются штрафные санкции регулирующих органов.

”eSOMS-Квалификация персонала” — обеспечивает контроль компетентности и соответствие персонала обязательным требованиям, определение квалификации работников, способных занимать определенную должность и распределение персонала по сменам. Снижает вероятность возникновения ошибок, когда квалификация персонала не соответствует занимаемой должности или когда переутомление персонала выходит за пределы нормативных требований и/или трудового соглашения.

Построение ядерных оценок показателей надежности оборудования АЭС по цензурированным выборкам

Моисеев И.Ф., Кулаков Г.В., ОАО «ВНИИАЭС»

Располагая обобщенной информацией об отказах устройств на АЭС, приходится решать вопросы повышения надежности при наработках на отказ, объединенных в группы. В современных стандартах, вводится два способа определения показателей надежностей: при известных наработках на отказ и, когда наработки объединены в группы.

Оценка плотности распределения наработки до отказа начинается с анализа информации об отказах и построения гистограммы.

В настоящее время для оценки надежности ЭО СУЗ БиАЭС используется метод в соответствии с которым, в начале, находится гистограмма ППО $\bar{\omega}(t)$, ее сглаженная ядерная оценка, а при решении уравнения Вольтерра второго рода находится плотность $\bar{f}(t)$.

Однако, $\bar{f}(t)$, как решение уравнения Вольтерра второго рода при оптимальном окне сглаживания h оказывается, как правило, непригодным для дальнейших расчетов (например, для нахождения вероятности безотказной работы), так как $\bar{f}(t)$ имеет колебания, уходящие в отрицательную область. Для устранения этого эффекта - отрицательность $\bar{f}(t)$, рекомендуется использовать две сигмы: первая используется в определении h , а вторая в оценке поправки.

В то же время, указанные недостатки устраняются, если следовать классическим методом расчета надежности, позволяющим обходиться без субъективизма в проведении расчетов и использование которых приводит к результатам, согласующихся с общей теорией надежности. Замена функции Хевисайда на ядерную оценку симметричной взвешенной функцией дает существенные преимущества. Такая замена называется оценкой Епанечникова. Если при отказе элемент мгновенно восстанавливается, то параметр потока отказов (ППО) $\omega(t)$ можно найти по ядерной оценке плотности наработки на отказ $\bar{f}(t)$, решая интегральное уравнение Вольтерра второго рода.

При таком подходе никогда не возникает отрицательных значений у плотности наработки на отказ $\bar{f}(t)$ и всегда выполняются все свойства плотности.

Выводы. Для проведения исследования надежности было разработано программное обеспечение на Дельфи с использованием баз данных с тем, чтобы иметь возможность более детальной обработки данных в любое доступное время и в любом месте (например, на Билибинской АЭС), а также проводить обучение специалистов.

При проведении расчетов использовались реальные данные по отказам на Билибинской АЭС. Результаты, полученные при исполь-

зовании классических подходов, полностью стыкуются с результатами основополагающих трудов по теории надежности.

Адаптация классических методов для анализа показателей надежности ЭО СУЗ БиАЭС, демонстрирует избавление от недостатков методов, использующихся в настоящее время: отрицательность $\bar{f}(t)$, излишней «сглаженности», субъективизма.

Все выше сказанное позволяет рекомендовать применение классических подходов к задачам надежности оборудования АЭС.

Экспериментальные исследования массообмена в обоснование оптимальной конструкции перемешивающей решетки ТВСА-альфа реакторов ВВЭР

Бородин С.С., Дмитриев С.М., Легчанов М.А., Солнцев Д.Н., Хробостов А.Е., ГОУ ВПО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е.Алексеева»; Новикова О.Ю., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

На сегодняшний день наиболее актуальным и перспективным направлением развития атомного реакторостроения является создание энергоблоков, способных работать на более высоком уровне мощности, обеспечивая при этом современный уровень безопасности. Одним из вариантов решения этой задачи является усовершенствование конструкции ТВС, в частности применение перемешивающих решеток (ПР).

В ОАО «ОКБМ Африкантов» проводится модернизация сборок ТВСА (ТВСА-АЛЬФА) для реакторов типа ВВЭР, отличающихся конкурентоспособностью по сравнению с аналогами по следующим критериям: надежности, безопасности, экономичности и технологичности изготовления. Новые конструкции ТВСА-АЛЬФА имеют пояса перемешивающих решеток, которые позволяют улучшить перемешивание теплоносителя между ячейками и турбулизировать поток в пределах отдельных ячеек. Для увеличения интенсивности межячейкового массообмена в ТВСА было предложено использовать два конструктивно различных типа перемешивающих решеток: ПР типа «закрутка вокруг твэла» и ПР типа «порядная прогонка». Однако, оптимальная конструкция перемешивающей решетки требует поиска вариантов, обеспечивающих наиболее благоприятное сочетание таких параметров, как интенсивность перемешивания, гидравлические потери и запасы до кризиса теплоотдачи.

Применение модернизированных ТВСА-АЛЬФА с различными перемешивающими решетками требует обоснования теплотехнической надежности активных зон реакторных установок и определение

влияния конструкции решеток на гидродинамику и массообмен потока теплоносителя.

Сложность математического описания трехмерного течения потока теплоносителя в пучке твэлов не позволяет решить эту задачу путем численного моделирования и основным методом изучения массообмена и гидродинамики сборок является экспериментальное исследование масштабных и полноразмерных моделей кассет и фрагментов активных зон на аэро- и гидродинамических стендах. Поэтому исследования локальных характеристик межъячеечного массообмена потока теплоносителя проводились на аэродинамическом экспериментальном стенде методом диффузии газового трассера на 61-стержневой модели фрагмента ТВСА. Экспериментальная модель выполнена с соблюдением полного геометрического подобия и включает в себя твэлы-имитаторы, пояса дистанционирующих и перемешивающих решеток.

Все экспериментальные исследования проводились на участке автомодельного течения, и их результаты могут быть использованы для пересчета на натурные условия течения теплоносителя в ТВСА-АЛЬФА активной зоны реактора ВВЭР.

В докладе приведены результаты экспериментальных исследований локальных характеристик гидродинамики и массообмена потока теплоносителя в ТВСА-АЛЬФА с различными типами перемешивающих решеток. Полученные результаты могут быть использованы в качестве банка экспериментальных данных для верификации программ поячеечного расчета активных зон водо-водяных ядерных реакторов с ТВСА-АЛЬФА.

Создание компьютерной системы по сопровождению эксплуатации ядерного топлива на энергоблоках ВВЭР-1000

*Лиханский В.В., Евдокимов И.А., Сорокин А.А., Каниюкова В.Д.,
Зборовский В.Г., ФГУП ГНЦ РФ ТРИНИТИ; Угрюмов А.В.,
ОАО «ТВЭЛ»; Рябинин Ю.А., ОАО «Концерн Росэнергоатом»;
Терещенко А.Б., Кравченко Ю.Н., Горобицов Л.И., Голубев Е.И.,
Бондаренко А.М., Нововоронежская АЭС*

Одним из направлений повышения экономической эффективности АЭС является продление сроков эксплуатации ядерного топлива до более высоких выгораний, внедрение новых топливных циклов и маневренных режимов. Для обеспечения безопасной работы ядерного топлива в новых более жестких условиях эксплуатации требуются надежные методы контроля и прогнозирования поведения топлива во время работы энергоблока. Для этих целей в мире создаются ком-

пьютерные системы по сопровождению эксплуатации топлива. Такие системы обычно решают два блока задач. Во-первых, с их помощью осуществляют мониторинг/прогноз состояния герметичного топлива в активной зоне, включая контроль потвальных 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 важной задачей мониторинга состояния активной зоны является контроль герметичности топлива (КГО) на энергоблоке. За рубежом созданы несколько систем, решающих подобные задачи, например, это система BEACON (США), блоки SCORPIO-PCMS (Словакия), PES-PEPA (Чехия), системы КГО на основе кодов DIADEME (Франция), RING (Венгрия).

Актуальным является развитие подобной системы и для российских АЭС. В настоящей работе описан опыт создания и апробации на российских энергоблоках ВВЭР-1000 модернизированной методики КГО на работающем реакторе. Модернизированная методика основана на применении аттестованного расчетного кода РТОП-СА. Методика обладает повышенной надежностью и позволяет определять следующие параметры: массу топливных отложений и наличие негерметичных ТВС в активной зоне, выгорание дефектного топлива, количество негерметичных твэлов, размер дефекта (мелкий/крупный). Наряду со стандартным методом оценки выгорания дефектного топлива по соотношению активностей ^{134}Cs и ^{137}Cs при спайк-эффекте, в методике используется дополнительный метод, основанный на анализе активности газовых продуктов деления ($^{85\text{m}}\text{Kr}$, ^{88}Kr , ^{135}Xe). Это позволяет значительно сужать диапазон неопределенности оценок.

Также в 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. Для повышения надежности оценок параметров негерметичного топлива компьютерная система интегрирована с СВРК энергоблока. В опытную систему также включены предварительные упрощенные версии модулей для мониторинга и прогнозирования состояния герметичного топлива. На основе опытной системы в дальнейшем планируется создать интегральные компьютерные комплексы по сопровождению эксплуатации топлива для всех российских энергоблоков ВВЭР-1000.

Анализ теплогидравлической эффективности бесчехловых ТВС с перемешивающими решетками

Корсун А.С., Круглов В.Б., Маслов Ю.А., Меринов И.Г., Харитонов В.С., НИЯУ «МИФИ»; Васильченко И.Н., Махин В.М., Мальчевский Д.В., ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

В настоящее время разрабатываются новые элементы тепловыделяющих сборок ВВЭР с целью улучшения теплотехнических характеристик ТВС для их эксплуатации при повышенной мощности. Для этого в ТВС устанавливаются специальные перемешивающие решетки (ПР), предназначенные для повышения запаса до кризиса теплообмена. Рассматриваются решетки как для турбулизации теплоносителя, так и для его перемешивания, которые могут обеспечить снижение энтальпии потока теплоносителя в областях активной зоны с существенной неравномерностью энерговыделения.

При обосновании безопасности и эффективности эксплуатации ТВС необходимо корректно моделировать процессы гидродинамики и теплообмена, так как в этом случае в полной мере проявляется трехмерный характер анизотропии тепломассопереноса.

Целью работы являлось проведение расчетного исследования теплогидравлической эффективности применения в бесчехловых ТВС ПР «секторного» типа разработки ОКБ «ГИДРОПРЕСС». Анализ выполнялся с использованием версии программного кода ТРЕТОН, которая была разработана для расчета нестационарных трехмерных полей температур, давления и скорости теплоносителя в стержневых тепловыделяющих сборках с ПР.

Выполнено расчетное моделирование воздействия ПР на поток теплоносителя. При моделировании учитывалась экспериментально установленная зависимость коэффициента сопротивления поперечному потоку от угла обтекания сборки, которая позволяет повысить достоверность и снизить консерватизм анализа безопасности ядерных реакторов.

Приводятся результаты расчетов поперечной циркуляции теплоносителя по высоте ТВС и по воздействию закрутки на снижение неравномерности температур на выходе из сборки. Определены характерные размеры области затухания поперечной циркуляции теплоносителя в ТВС.

Проведено расчетное исследование теплотехнической надежности различных вариантов расположения ПР в ТВС. Получены количественные оценки влияния ПР на значения основных функционалов безопасности: максимальный подогрев теплоносителя, максимальные температуры топлива и оболочки твэлов, коэффициент запаса

до кризиса теплоотдачи. Показано, что применение ПР позволяет повысить теплотехническую надежность работы ТВС и обеспечивает необходимый запас до кризиса теплоотдачи в случае работы реактора на повышенном уровне мощности.

Разработанная методика и программный комплекс могут быть рекомендованы для анализа эффективности эксплуатации ТВС с различным расположением ПР и выработки рекомендаций по оптимизации их теплогидравлической эффективности.

Опыт разработки и внедрения автоматизированной системы обнаружения течи теплоносителя (АСОТТ) на энергоблоках с РБМК-1000

Матвеев А.Л., Ресин Д.А., Рябинина В.Н., ОАО «НИКИЭТ»

Одним из мероприятий, обеспечивающих реализацию концепций «течь перед разрушением» и «исключение разрыва» трубопроводов контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ) на энергоблоках с РБМК-1000 является внедрение автоматизированной системы обнаружения течи теплоносителя.

Требование к наличию систем контроля герметичности 1-го контура отражено в разработанных и введенных в действие нормативных документах Ростехнадзора РФ.

Такая система оперативной диагностики должна обеспечивать своевременное обнаружение сквозного дефекта трубопровода и, тем самым, позволить предотвратить его внезапный разрыв. Этот подход основан на том, что мгновенному катастрофическому разрушению всегда предшествует устойчивый докритический медленный рост сквозных дефектов. Данное обстоятельство положено в основу концепции «течь перед разрушением» (ТПР). В ней сформулированы основные требования к системам контроля течи трубопроводов на АЭС:

- обнаружение течи на ранней стадии развития;
- определение местоположения течи;
- оценка величины расхода истекающего через течь теплоносителя;
- должны быть использованы по крайней мере три независимые физически, дополняющие друг друга и фиксирующие различные физические параметры системы;
- система должна обеспечить выдачу предупредительного и аварийного сигнала на пульт управления реактором в случае обнаружения течи выше установленного предела;
- каждая из локальных систем должна осуществлять все свои функции вне зависимости от функционирования других систем.

Рекомендованная чувствительность должна быть не хуже 3,8 л/мин, при этом временной интервал обнаружения не должен превышать одного часа, а рекомендованная точность определения местоположения составляет ± 2 м. Следует особо отметить, что требования к чувствительности системы должны уточняться для каждого конкретного объекта контроля в зависимости от расхода теплоносителя, диаметра трубопровода, прочностных параметров металла и других факторов. Система должна функционировать непрерывно весь период работы энергоблока, а также в период гидравлических испытаний.

Для обеспечения требуемых характеристик была разработана АСОТТ, использующая три метода контроля, основанных на различных физических принципах, сочетание и взаимное дополнение которых позволяет удовлетворить всем предъявленным требованиям:

- мониторинг объемной аэрозольной активности воздушной среды в помещениях с оборудованием;
- мониторинг влажности воздушной среды в помещениях с оборудованием;
- акустический мониторинг.

В основу работы системы активности и влажности положен принцип непрерывного мониторинга воздушной среды в контролируемых помещениях. Отбор воздуха из контролируемых помещений при работе блока на мощности производится по пробоотборным трубопроводам.

В основу работы акустической системы контроля герметичности положен принцип регистрации и анализа распределения уровня звуковых колебаний генерируемых истекающим теплоносителем, которые распространяются в воздушной среде. Регистрация акустических колебаний в помещениях с контролируемым оборудованием производится при помощи высокотемпературных микрофонов.

Определение местонахождения течи выполняется путем определения наиболее вероятного положения течи на основе анализа пространственного распределения уровня звукового давления, регистрируемого микрофонами до и после появления течи. Определение расхода теплоносителя через течь осуществляется путем сравнения текущего значения уровня звукового давления, генерируемого течью в месте истечения, с расчетно-эмпирической зависимостью, связывающей величину утечки и уровень генерируемого ею звука. Следует отметить гибкость акустической подсистемы в том смысле, что она легко адаптируется к возможным изменениям требований по чувствительности. При повышении требований к чувствительности системы для какой-либо группы трубопроводов, достаточно вблизи от них расположить дополнительные микрофоны.

Четыре компьютера (по одному на каждую подсистему и один, объединяющий все подсистемы в комплекс) помещаются в стандартной 19” стойке.

Разработка подсистем влажности и аэрозольной активности была основана на расчетных обоснованиях, выполненных в НИКИЭТ. Указанные методы контроля течи в свое время прошли экспериментальные исследования в условиях работы энергоблока на мощности с целью определения их применимости и оценки характеристик точности. Подробные натурные исследования систем контроля герметичности КМПЦ по влажности, аэрозольной активности и акустическому мониторингу проводились на ЛАЭС с использованием специального стенда в помещении раздаточно-групповых коллекторов (РГК), позволяющего имитировать протечки теплоносителя первого контура.

При внедрении АСОТТ для каждого энергоблока разрабатывается технорабочий проект на базе типового проекта с учетом его особенностей, утверждается программа испытаний. Система с точки зрения метрологии квалифицируется как индикаторная с измерительными каналами.

АСОТТ на энергоблоках внедряется в два этапа. На первом этапе (в связи с повышенным вниманием к трубопроводам Ду 300) был внедрен контроль в объеме помещений барабан-сепараторов и шахт опускаемых трубопроводов на Курской и Смоленской АЭС. На Ленинградской АЭС была смонтирована и введена в эксплуатацию подсистема контроля влажности и производился контроль объемной аэрозольной активности. На втором этапе система доводится до полномасштабной по числу контролируемых помещений и количеству подсистем.

К настоящему времени полномасштабная АСОТТ смонтирована на следующих энергоблоках:

Курская АЭС: 1,2,3 (смонтирован пусковой комплекс), 4 (выполнена поставка оборудования);

Ленинградская АЭС: 1,2,3,4(идет монтаж оборудования);

Смоленская АЭС: 1(разработан проект), 3 (в объемах программы ТАСИС).

В процессе эксплуатации АСОТТ показала свою способность обнаруживать течь в КМПЦ.

Экспериментальное моделирование аварийного разрушения ТК РБМК вследствие дефекта канальной трубы

*Андреев А.В., Марцинюк Д.Е., Медведева Н.Ю., ОАО «ЭНИЦ»;
Баранов И.М., Воронин И.И., Европин С.В., Малышев А.В., Новиков
В.С., Новосельский О.Ю., Родин М.Е., Сизарев В.Д., Якушина Л.В.,
ОАО «НИКИЭТ»*

В 2009 году в ОАО «ЭНИЦ» проведены экспериментальные исследования, являющиеся новым этапом в обосновании безопасности реакторов РБМК в аварийных ситуациях. Первый этап исследований был завершен в июне 2005 года экспериментом на полномасштабном стенде ТКР (технологический канал – разрыв), рабочий участок которого содержит натурный фрагмент кладки РБМК-1000 с 25 топливными каналами (ТК) в графитовых колоннах. В эксперименте были реализованы наиболее неблагоприятные условия протекания аварии, инициированной разрывом ТК вследствие аварийного перегрева канальной трубы для оценки возможности разрушения канальных труб, соседних с аварийной.

Этап экспериментальных исследований 2009 года связан с необходимостью обоснования безопасности реакторов РБМК в случае появления дефекта канальной трубы в процессе длительной эксплуатации энергоблока. Основной целью постановки полномасштабного эксперимента являлось изучение нестационарных теплофизических и динамических процессов, протекающих в кладке РБМК в процессе разрыва ТК на эксплуатационных параметрах. Для обеспечения возможности распространения на активную зону реактора результатов моделирования «хрупкого» разрушения трубы ТК при выборе параметров и условий проведения эксперимента выполнялись следующие требования:

- разрушение инициируется при температуре 240 – 300°С и внутреннем давлении от 5,0 МПа до 8,5 МПа;
- площадь очага разрушения должна составлять не менее 10000 мм² (удвоенная площадь проходного сечения ТК);
- объем массового расхода среды через очаг разрушения должен быть не менее 30 кг/с.

При моделировании разрушения в заданном сечении ТК для получения заданной площади очага разрушения на наружной поверхности ТК наносился искусственный дефект. Расчетные оценки и выбранная геометрия дефекта были проверены в предварительных экспериментах на фрагментарной установке ТКР-Ф с разрушением уменьшенных макетных образцов ТК с искусственно нанесенным дефектом.

В процессе проведения полномасштабного эксперимента на стенде ТКР системой исследовательских измерений регистрировались тепло-

гидравлические параметры теплоносителя, температура и деформация труб ТК, температура и перемещения графитовых блоков, параметры динамического нагружения (виброускорения и пульсации давления) элементов рабочего участка стенда ТКР,

Анализ состояния рабочего участка стенда ТКР после разрушения аварийного ТК и последующего демонтажа графитовой кладки показал отсутствие повреждений ТК, соседних с аварийным.

Полученные на стенде ТКР уникальные экспериментальные данные могут использоваться в качестве представительного верификационного примера для проведения аттестации вычислительных программ, применяемых для расчетного анализа динамических воздействий и поведения графитовой кладки РБМК-1000 при единичных разрывах ТК на всех этапах жизненного цикла реакторной установки.

Перспективы контроля ПКР по измерениям БМКР

Мусеев И.Ф., Фадеев А.Н., ОАО «ВНИИАЭС»

Как известно, при разных способах создания возмущения по плотности теплоносителя реализуются разные высотные изменения паросодержания. Соответственно «зондируются» разные участки активной зоны (а.з.) реактора (идет «фильтрация» физических свойств а.з.). В итоге при обработке соответствующих опытов (равно как и при выполнении соответствующих расчетных оценок) получаются разные оценки величины парового коэффициента реактивности (ПКР). Так, результаты расчетных оценок ПКР при создании возмущения по плотности теплоносителя за счет изменения его температуры на входе в а.з. и за счет изменения мощности реактора устойчиво различаются на 0,4 β.

Ценность ПКР, как характеристики реактора, заключается в том, что его можно измерять и, поскольку он состоит в устойчивом, стабильном соотношении с величиной эффекта обезвоживания реактора, контролировать этот эффект, сам по себе экспериментально определяемый лишь в исключительных случаях. С этой точки зрения не очень важно, какой именно величиной ПКР пользоваться для контроля эффекта обезвоживания а.з., важно лишь чтобы эта величина находилась в стабильном соотношении с искомым эффектом.

В связи с изложенным была предпринята попытка обоснования возможности использования для этих целей величины ПКР, соответствующей созданию возмущения по плотности теплоносителя за счет изменения мощности реактора (α_{φ}^w). Привлекательность такого подхода связана с тем, что для получения указанной величины можно не проводить специальных опытов, а извлекать ее из результатов

измерений быстрого мощностного коэффициента реактивности (БМКР, α_w).

Критерием надежности таких оценок ПКР могли бы быть результаты их сравнения с экспериментальными оценками ПКР, получаемыми при измерениях с возмущением расхода питательной воды (РПВ): при сравнении должна четко прослеживаться устойчивость различий между ними (постоянство такого различия).

Для оценки масштаба и устойчивости таких различий использовалась информация, содержащаяся в базе данных (БД) результатов измерений, ведущейся в Центре 360 ВНИИАЭС.

В итоге проведенных тестов на основе использования базы данных с результатами измерения ПКР и БМКР и базы данных с расчетными оценками этих величин получены следующие основные результаты:

- Выявлена несопоставимость результатов измерения ПКР и БМКР на различных АЭС;
- Оценен масштаб различия между результатами измерений ПКР ($\alpha_{\phi}^{\text{изм}}$) и оценками ПКР по результатам измерения БМКР (α_{ϕ}^w) при единообразном подходе к выполнению измерений;
- Показана перспективность упрощенного способа контроля ПКР по результатам измерения БМКР, сочетающаяся с достижением цели сопоставимости результатов контроля на разных АЭС при условии единообразного выполнения измерений БМКР с обязательным использованием сигналов мощности по датчикам ВРД.

Изложенный подход предопределяет возможность отказа от длительных непосредственных измерений ПКР, сопряженных со сложной математической обработкой.

Экспериментальные исследования в обоснование процедур управления авариями для АЭС с ВВЭР-1000

Блинков В.Н., Мелихов О.И., Елкин И.В., Мелихов В.И., Никонов С.М., Парфенов Ю.В., ОАО «ЭНИЦ»; Быков М.А., ОКБ «Гидропресс»

В рамках Европейского проекта TACIS R2.03/97A на крупномасштабном интегральном стенде ПСБ-ВВЭР (ЭНИЦ) выполнены 15 экспериментов по верификации процедур по управлению авариями на АЭС с ВВЭР-1000. В экспериментах моделировалось воздействие процедур по управлению авариями на реакторную установку в разных аварийных ситуациях: течь из первого контура, течь из второго контура, разрыв паропровода, непосадка ИПУ КД, потеря питательной воды и обесточивание АЭС.

Со стороны Европейского Союза в проекте участвовали Университет г. Пиза (Италия), а с российской стороны – ЭНИЦ, РНЦ “Курчатовский

институт”, ОКБ “Гидропресс” и Балаковская АЭС. Рассматривался третий блок Балаковской АЭС.

В экспериментах на стенде ПСБ-ВВЭР воспроизведена феноменология аварийных процессов, исследовано влияние и эффективность процедур по управлению аварией на реакторную установку. Экспериментальные исследования показали эффективность предлагаемых процедур по управлению авариями. Получены новые экспериментальные данные для верификации расчетных системных кодов.

Обоснование минимального уровня мощности реакторов РБМК-1000 для получения достоверных расчетов эксплуатационных параметров по программе «Призма-М»

Александров С.И., Постников В.В., ОАО «НИКИЭТ»

В настоящее время в «Типовом технологическом регламенте по эксплуатации АЭС с реактором РБМК-1000» указано, что использование результатов эксплуатационных расчетов по программе «Призма» или «Призма-М» должно осуществляться при подъеме мощности реактора выше минимального контролируемого уровня (МКУ). При этом за МКУ принимается такой уровень мощности, когда возможна стабильная работа автоматического регулятора по внутризонным детекторам мощности (АРВ), но не выше 160 МВт(т) ($5\% N_{ном}$).

Снижение нижней границы поканального контроля энерговыделения в активной зоне существенно облегчит работу оператора по извлечению стержней регулирования в процессе выхода в критическое состояние и на МКУ, а также обеспечит формирование полей энерговыделения для включения АРВ, снизит вероятность срабатывания аварийной защиты по периоду. Нижняя граница контроля энерговыделения, как известно, в значительной степени зависит от чувствительности внутриреакторного детектора (ВРД) контроля энерговыделения к нейтронному потоку, параметров усилителя в измерительном тракте, точности представления нормированных сигналов в системе централизованного контроля (СЦК) «Скала», информационно-измерительной системы (ИИС) «Скала-Микро» и аналого-цифрового преобразования (АЦП) сигнала в этих системах.

Проведенные исследования по обоснованию минимального уровня мощности реактора РБМК-1000 показали, что для получения достоверных расчетов эксплуатационных параметров в ИИС «Скала-Микро» по программе «Призма-М» требуется увеличение разрядности АЦП и учет фоновых сигналов ВРД, которые фиксируются на заглушенном реакторе непосредственно перед подъемом мощности.

Блок учета фоновых сигналов ВРД на заглушенном реакторе вошел в алгоритмы специального математического обеспечения (СМО) «Призма-М» ИИС «Скала-Микро» начиная с пуска энергоблока №3 Курской АЭС после модернизации в сентябре 2008 года. Также на энергоблоке №3 в июле 2009 года проведены испытания работоспособности алгоритмов СМО на мощности меньше МКУ в процессе вывода реактора на мощность из заглушенного состояния.

По результатам испытаний можно констатировать, что стабильные показания результатов расчета по программе «Призма-М» наблюдаются с мощности $\sim 0,5 \text{ МВт(т)}$ ($0,02\% N_{\text{ном}}$). Достоверными результаты можно считать с уровня $\sim 8,0 \text{ МВт(т)}$ ($0,25\% N_{\text{ном}}$), когда дисперсия поля становится стабильно меньше $400 (\%)^2$.

Сканирование высотных полей энерговыделения реактора РБМК-1000 штатным радиальным детектором

Александров С.И., Постников В.В., ОАО «НИКИЭТ»

В процессе работы реактора РБМК-1000 периодически возникает необходимость экспериментального определения аксиального распределения плотности потока нейтронов (ППН) в активной зоне. В частности, такие данные нужны для градуировки секций внутриреакторных детекторов по высоте (ВРДВ); процедуры метрологической аттестации и подтверждения паспортных характеристик программы «Призма-М» – специального математического обеспечения (СМО) информационно-измерительной системы (ИИС) «Скала-Микро». А также для других расчетов, носящих исследовательский характер.

На реакторах РБМК-1000 для экспериментального определения аксиального распределения ППН (АРППН) используются разные измерительные устройства и программно-аппаратные средства. К измерительным устройствам можно отнести дифференциальную калибровочную камеру деления Кт.19, гамма-нейтронную камеру Кт.18 и др. Практически все измерительные устройства для проведения сканирования предполагают их размещение в центральной гильзе тепловыделяющей сборки (ТВС) сб.49. Некоторые из них достаточно просто установить в ТВС, другие необходимо равномерно перемещать по высоте ТВС при помощи мостового крана центрального зала. В работе рассмотрен вариант, когда сканирование активной зоны производится протяженным равномерно перемещаемым по высоте ТВС сб.49 радиальным детектором Дт.4 или его аналогом Дт.6, предназначенным для проведения радиального сканирования. При сканировании таким образом регистрируется изменение интегрального сигнала детектора,

зависящего от глубины погружения чувствительной части детектора в активную зону реактора.

Разработанный математический аппарат позволяет получить коэффициенты гармонической аппроксимации, с помощью которых можно рассчитать аксиальное распределение ППН $\Phi(h)$ в любом количестве точек по высоте активной зоны (в большинстве программ расчета параметров активной зоны реактора РБМК-1000 принято 28).

Проверка работоспособности алгоритма произведена на экспериментальных данных, полученных в феврале 2009 года на энергоблоке №1 Курской АЭС, где было проведено измерение сигнала радиального детектора Дт.4 при его равномерном перемещении по высоте ТВС сб.49.

Внедрение расчетно-экспериментальной методики

Александров С.И., Постников В.В., Якунин И.С., ОАО «НИКИЭТ»

Процедура расчетного оперативного контроля двумерных полей энерговыделения в активной зоне реактора РБМК-1000, реализованная в программе «Призма-М» информационно-измерительной системы (ИИС) «Скала-Микро», основана на использовании показаний датчиков внутриреакторного контроля (ВРД) и результатов опорного нейтронно-физического расчета (НФР) мощностей технологических каналов (ТК). Контроль трехмерного распределения использует полуэмпирическую методику (ПЭМ), основанную на использовании только показаний высотных секций датчиков внутриреакторного контроля по высоте (ВРДВ) и положения регулирующих стержней. Повышение точности восстановления трехмерного распределения возможно было только за счет перехода на расчетно-экспериментальную методику (РЭМ), основывающуюся на результатах трехмерного нейтронно-физического тепло-гидравлического расчета (НФРЗ), работающем в режиме автоматического ввода в базу данных ИИС «Скала-Микро».

На Ленинградской АЭС в январе 2010 года проведены работы по внедрению данной методики в режиме опытно-промышленной эксплуатации. Внедрению предшествовали верификационные расчеты. Для верификации использованы результаты сканирования по высоте активной зоны реактора энергоблока №1 Курской АЭС, проведенного в феврале 2009 года протяженным равномерно перемещаемым по высоте радиальным детектором Дт.4. Сравнению подлежали дисперсии D^{K_z} отклонения коэффициента аксиальной неравномерности и дисперсии D^3 отклонения аксиального распределения плотности потока нейтронов, рассчитанных по ПЭМ, РЭМ в каналах сканиро-

вания от аналогичных величин, полученных из результатов измерения. При этом оценено влияние «устаревания» НФРЗ на интервале за ~ 5 часов.

Из результатов верификации следует, что РЭМ обладает наилучшей точностью. При использовании РЭМ погрешность восстановления высотного профиля АРЭ в среднем составляет $\sim 3,6\%$, а погрешность расчета коэффициента аксиальной неравномерности в среднем составляет $\sim 2,4\%$. Также следует ожидать ухудшение точности расчетов АРЭ по РЭМ с использованием коррекции НФРЗ во времени в отличие от случая без использования коррекции. Однако это ухудшение не является существенным и составляет $\sim 1,3\%$, а ухудшение погрешности расчета коэффициента аксиальной неравномерности составляет $\sim 1,2\%$.

Учет спектральной чувствительности внутриреакторных гафниевых детекторов в алгоритмах ИИС «СКАЛА-МИКРО» реакторов РБМК-1000

Александров С.И., Постников В.В., Шубин Д.А., ОАО «НИКИЭТ»

В настоящее время в алгоритмах расчета мощностей технологических каналов РБМК-1000, используемых в программе «Призма-М», практически не учитываются эффекты, связанные с различием соотношения плотностей потоков тепловых (ППТН) и надтепловых (ППНН) нейтронов по активной зоне реактора. Однако, это соотношение заметно меняется от зоны «плато» реактора к периферии (на расстоянии более 22-23 ячеек от центра активной зоны имеется заметный «загиб»).

Таким образом, выглядит целесообразным учет соотношения плотностей потоков в ячейке при расчете энерговыделения в канале с датчиком, разделяя вклад в его сигнал от тепловой и надтепловой составляющих спектра. Внесение данных поправок может позволить увеличить точность восстановления энерговыделения в каналах активной зоны.

В настоящее время для расчета мощности канала с внутриреакторным детектором (ВРД) используется эмпирическая формула

$$W = J \cdot K_{\text{тр}} \cdot \xi_D(I) \cdot \xi_{TD}(E) \quad (1)$$

где J — ток ВРДР; $\xi_D(I)$ — зависимость, учитывающая изменение чувствительности датчика с увеличением его интегрального тока I ; $\xi_{TD}(E)$ — зависимость, учитывающая энерговыработку тепловыделяющей сборки (ТВС) E ; $K_{\text{тр}}$ — градуировочный коэффициент ВРД.

Эта формула имеет достаточно большое среднеквадратическое отклонение случайной погрешности, не учитывает спектральную чувствительность ВРД.

Основным изменением алгоритма является расчет ППТН в канале с датчиком, на основании которых восстанавливаются ППТН по всей активной зоне аналогично тому, как это делается для мощностей в программе «Призма-М». Зная ППТН в ячейке $\Phi_{яч i}^{TS}$ и мощность W_i^S , рассчитанные по программе нейтронно-физического расчета (НФР), а также восстановленные ППТН в каждой ячейке активной зоны $\Phi_{яч i}^{TB}$, можно определить мощность каждой ТВС как:

$$W_i = W_i^S \cdot \frac{\Phi_{яч i}^{TB}}{\Phi_{яч i}^{TS}}. \quad (2)$$

Целью работы является внесение изменений в алгоритм восстановления мощностей программой «Призма-М» с целью повышения точности восстановления распределения энерговыделения.

Производство гафната диспрозия как поглощающего материала для органов регулирования ядерных реакторов на тепловых нейтронах

*Захаров А.В., Рисованый В.Д., Клочков Е.П., Муралева Е.М.,
Соколов В.Ф., ОАО «ГНЦ НИИАР»*

Начиная с 2005г, в ОАО «ГНЦ НИИАР» были отработаны все основные элементы производства изготовления таблеток из высокоэффективного радиационностойкого поглощающего материала — гафната диспрозия.

Основные преимущества гафната диспрозия как поглощающего материала для органов регулирования легководных реакторов:

- неограниченная радиационная стойкость;
- два поглощающих компонента - Dy и Hf, что увеличивает физическую эффективность материала по сравнению с $Dy_2O_3 \cdot TiO_2$ и сплава 80%Ag-15%In-5%Cd;
- возможность варьирования физической эффективности изменением состава с сохранением остальных эксплуатационных свойств материала;
- высокая технологичность из-за отсутствия фазовых переходов и однофазной структуры типа твердого раствора;
- возможность изготовления качественных таблеток высокой плотности;

В результате лабораторной отработки получения гафната диспрозия и изготовления из него таблеток показана принципиальная возмож-

ность синтеза материала твердофазным методом, а также возможность изготовления таблеток гафната диспрозия с использованием холодного прессования и последующего спекания. Во всем диапазоне исследованных составов (от 23мол% до 75мол% Dy_2O_3) был получен однофазный материал с флюоритоподобной структурой, которая имеет большой потенциал по радиационной стойкости. Эксперименты по отработке холодного прессования и спекания таблеток подтвердили возможность получения качественных таблеток гафната диспрозия из синтезированного порошка.

Была изготовлена опытная партия таблеток гафната диспрозия с типоразмерами, соответствующими поглощающим элементам ПС СУЗ реактора ВВЭР-1000 и удовлетворяющими основным требованиям к сердечникам поглощающих элементов. Объем опытной партии 20 п.м. (примерно 6 кг). Проведены приемочные испытания этой партии таблеток гафната диспрозия и исследованы их дореакторные свойства. Подтверждено высокое качество изготовленных таблеток, что демонстрирует реальную возможность производства больших партий таблеток гафната диспрозия.

В 2009-2010г в ОАО «ГНЦ НИИАР» в основном закончено создание производства для массового изготовления таблеток гафната диспрозия для органов регулирования реакторов на тепловых нейтронах. Основные требования к производству включают обеспечение норм по подготовке исходной шихты (просеивание и смешивание исходных компонентов), по поддержанию температуры синтеза в заданном диапазоне, по холодному прессованию таблеток (достижение необходимой плотности холодно-прессованных таблеток), по спеканию таблеток, финишной обработке шлифованием, обеспечению методов контроля. Для обеспечения соответствия этим требованиям подобрано необходимое оборудование, в том числе шаровая мельница-активатор, просеивающая машина, пресс-автомат, печное оборудование, бесцентровошлифовальный станок, бесконтактный измеритель геометрических размеров. Отработаны методики определения химического состава и фазового состава материала.

Проведена оптимизация отдельных операций и режимов при изготовлении таблеток гафната диспрозия различных составов. Результаты исследований свойств получаемых на данном оборудовании таблеток показали, что они удовлетворяют всем требованиям и имеют стабильные свойства.

Планируется, что следующим шагом в освоения этого перспективного поглощающего материала будет изготовление опытных поглощающих элементов и кластерной сборки ПС СУЗ для реактора ВВЭР-1000 с последующей его постановкой на одной из Российских АЭС на опытную эксплуатацию.

Накопленный опыт по изучению и производству таблеток гафната диспрозия позволяет считать, что в ближайшие годы гафнат диспрозия будет готов к широкому внедрению в атомную энергетику, обеспечивая широкий круг требований к органам регулирования существующих и перспективных реакторов на тепловых нейтронах.

Повышение эффективности и ресурса стержней СУЗ ядерных реакторов на быстрых нейтронах

Рисованый В.Д., Захаров А.В., Клочков Е.П., ОАО «ГНЦ НИИАР»

Особенностью ядерных реакторов на быстрых нейтронах является наличие в них сравнительно небольшого количества стержней управления и защиты (СУЗ). Имеются большие ограничения по использованию в них поглощающих материалов. Основное предъявляемое к ним требование — высокое сечение поглощения нейтронов в области высоких энергий. Среди известных поглощающих материалов наилучшие ядерные свойства имеет изотоп бор-10 (^{10}B), у которого сечение поглощения нейтронов с энергией более 1 МэВ превышает 2барн ($2 \cdot 10^{-28}\text{м}^2$). Поэтому наиболее широко в стержнях СУЗ отечественных и зарубежных БН-реакторов применяется карбид бора от 20% до 92% обогащения по изотопу бор-10.

Накоплен большой опыт по проектированию и эксплуатации самых различных конструкций стержней СУЗ в реакторах БН-600 и БОР-60. Большинство из них выполнены в виде чехла, внутри которого по периферии располагаются 6 поглощающих элементов и один — в центре. Каждый поглощающий элемент состоит из оболочки с концевыми деталями, заполненными таблетками карбида бора. Для лучшего теплоотвода между поглощающими элементами имеются металлические вытеснители. Проведенные исследования позволили значительно увеличить ресурсные характеристики стержней СУЗ. Так, для стержней аварийной защиты с рефабрицированным карбидом бора реактора БН-600 за последние 10 лет ресурс увеличен с 330 эфф.сут. до 720 эфф.сут. Использование в них одного вместо двух поглощающих звеньев, соединенных между собой по торцам шарнирным соединением, использование таблеток карбида бора с повышенной плотностью (более 95% от теоретической) позволило более, чем на 8% повысить их физическую эффективность.

Следующим этапом предлагается переход на конструкцию одно-пального стержня СУЗ с кольцевым поглощающим элементом из карбида бора с внешним диаметром около 70 мм и толщиной стенки от 10 мм до 25 мм в зависимости от требуемой физической эффективности. Только в этом случае имеется возможность на 20-25% увели-

чить загрузку в стержне поглощающего материала, максимально его приблизить к наружному чехлу, что позволит, как показали расчеты, увеличить физическую эффективность на (9-11)%. Принципиально важным является возможность использования бора с меньшим обогащением по изотопу бор-10, так как требуемая ядерная плотность в стержне достигается загрузкой большей массы поглощающего материала. Таким образом, вместо карбида бора 92%-го обогащения по изотопу бор-10, который планируется использовать в стержнях СУЗ строящегося реактора БН-800, можно будет применять карбид бора (80-82)%-го обогащения. Его радиационные характеристики хорошо изучены и материал имеет меньшую стоимость. Следует отметить, что в отрасли, в частности во ФГУП «РФЯЦ ВНИИЭФ», имеется опыт изготовления таких больших колец высокого качества. Ранее стержни СУЗ с кольцевыми образцами карбида бора прошли успешные испытания в реакторах БН-350 и БОР-60.

Повышение ресурса стержней СУЗ обеспечивается использованием конструкционных элементов из слабо распухающей ферритной стали типа ЭП-450. Проблема безопасного длительного хранения отработавших в реакторе стержней СУЗ в бассейне выдержки решается их радиохимической переработкой с получением рефабрицированного карбида бора. Данная технология впервые в мире реализована в ОАО «ГНЦ НИИАР» и применяется для стержней СУЗ реакторов БН-600 и БОР-60.

Следует ожидать, что из-за больших радиационных повреждений карбида бора, прежде всего его распухания до (30-40)% при выгорании (40-50)% ^{10}B максимальные ресурсные характеристики стержней СУЗ в реакторах БН-600 и БН-800 не будут превышать 900 эфф.сут. Для инновационных ядерных реакторов на быстрых нейтронах нового поколения, возможно, потребуются более радиационно-стойкие нераспухающие поглощающие материалы с высокой физической эффективностью. Таким кандидатным материалом является гидрид гафния (HfH_x , где $x=1,3-1,5$), физическая эффективность которого в исходном состоянии немногим уступает карбиду бора 80%-го обогащения по изотопу бор-10 и за 10 лет эксплуатации снижается всего на (8-10)% (у B_4C снижение на (20-30)% из-за выгорания изотопа бор-10). Гидрид гафния планируется использовать в стержнях СУЗ проектируемого в Японии реактора на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем IV-го поколения JSFR. Их серийное строительство ожидается в 2030-2040 годах.

Предлагается также вернуться к использованию в стержнях СУЗ ядерных реакторов на быстрых нейтронах поглощающих материалов на основе европия. Эти материалы имеют очень высокую радиационную

стойкость и достаточную эффективность поглощения быстрых нейтронов. У них отсутствует опасность снижения эффективности из-за структурных изменений, что имеет место при высоких температурах для гидрида гафния, когда водород выходит из материала. Имея цепочку дочерних изотопов с высокими сечениями поглощения нейтронов, физическая эффективность стержней СУЗ с европием практически не снижается в течение длительного (около 10 лет) времени. Эти изделия успешно ранее эксплуатировались в реакторах БН-600 и БОР-60. Основной их недостаток — высокая наведенная активность из-за накопления высокоактивных и долгоживущих радиоизотопов европия решается путем создания двухцелевых конструкций стержней СУЗ, когда после эксплуатации в реакторе стержень или отдельно поглощающий сердечник используются в виде мощных гамма-источников.

Эксплуатация энергоблоков Балаковской АЭС в топливных кампаниях продолжительностью более 12 месяцев

Рыжков Ю.А., Балаковская АЭС

В соответствии с «Подпрограммой перехода на 18-ти месячный топливный цикл энергоблоков ВВЭР-1000 (№ АЭС ПРГ-103 К(1.6)2007)» ведутся работы по увеличению продолжительности межремонтных циклов энергоблоков с ВВЭР-1000.

Полезные эффекты от внедрения длинных топливных циклов очевидны: повышение КИУМ, упрощение организации ремонтных кампаний для многоблочной АЭС.

Выполнен значительный объем работ по обоснованию возможности увеличения межремонтных циклов, получен первый опыт эксплуатации энергоблоков в циклах более 12 месяцев.

Однако увеличение продолжительности ТЦ не соответствует требованиям некоторых нормативных документов.

В данном докладе представлены результаты выполненных обоснований, а также результаты эксплуатации энергоблоков Балаковской АЭС в топливных циклах продолжительностью более 12 месяцев.

Температурный режим твэлов ВВЭР

Сараф Б.А., ОАО «ВНИИАМ»

Температурный режим обогреваемых поверхностей твэлов рабочих кассет ВВЭР некипящего типа предусматривает их эксплуатацию в однофазной конвективной области нагрева воды без её кипения, поскольку ранее было известно, что при общем кипении воды при паросодержаниях $x > +0,2$ и выше на поверхностях нагрева возника-

ют режимы ухудшенного и кризисного теплообмена, приводящие в конечном итоге к их разрушению. Поскольку конечная температура воды на выходе из рабочих кассет реактора в общем недогрета до температуры насыщения воды на $15 - 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, поэтому на теплообменных поверхностях твэлов ВВЭР общего кипения воды не происходит.

Анализ процессов теплообмена на поверхностях нагрева твэлов ВВЭР показывает, что нагревание воды происходит одновременно и в однофазной конвективной области нагрева, и в двухфазной области с поверхностным кипением воды при величинах паро-содержаний потока до $x < -0,1$. Однако известно также, что в области поверхностного кипения воды имеется небольшая зона с неподвижными «прилипшими» к стенке паровыми пузырьками с размерами от зародыша (микронного) диаметра до отрывного (миллиметрового) диаметра, растущих около микронных центров парообразования и удерживаемых около них силами адгезии и поверхностного натяжения воды. И только в последующих сечениях теплообменных поверхностей твэлов по ходу теплоносителя, когда другие такие же зародыши паровых пузырьков достигнут отрывных диаметров и начнётся разрушение пограничного слоя воды и его турбулизация, будет происходить снижение температуры стенки. Причем при кризисном ухудшении теплообмена как повышение, так и снижение температуры обогреваемой поверхности будет в разных зонах поверхностного кипения достаточно резким на несколько сот градусов.

Характер разрушений только некоторых из твэлов действующих реакторов типа ВВЭР указывает первопричину их выхода из строя или из-за ухудшенного теплообмена при появлении интенсивных накипеотложений, или из-за кризисного ухудшения теплоотдачи без накипеотложений с разрушением металла стенки. Это происходит, очевидно, потому что из-за всегда имеющихся теплогидравлических неравномерностей по сечению, длине и объему реактора на некоторых из твэлах или сборках возникает поверхностное кипение с различной интенсивностью. Соответственно в зоне с неразвитым поверхностным кипением накипеотложения максимальны, а в последующей за ней зоне развитого поверхностного кипения накипеотложения даже частично отмываются.

Так как рост интенсивных накипеотложений в зоне неразвитого поверхностного кипения имеет лавинообразный характер, поскольку циркуляция воды проходит по другим параллельным твэлам и сборкам, поэтому развернутый твэл или сборка продолжает быстро зарастать интенсивными накипеотложениями вплоть до её перегрева и разрушения. Другой вид разрушения теплообменной поверхности твэла или сборки при возникновении поверхностного кипения связан

с формированием в зоне неразвитого поверхностного кипения воды только при высоких значениях параметра $q / \rho w$ сплошной паровой пленки с низким коэффициентом теплоотдачи.

Таким образом, причиной ухудшенного теплообмена и кризисного ухудшения теплоотдачи является начало поверхностного кипения воды, которое, как уже отмечалось выше, на теплообменных поверхностях избежать невозможно. Для них требуется только проведение специальных мероприятий по снижению влияния ухудшения теплообмена.

Начало поверхностного кипения воды в условиях работы ТВЭЛов ВВЭР достаточно точно можно определить по величине минимально допустимого недогрева воды до кипения $\Delta t_{\text{нед}}^{\text{мин}}$, результаты расчёта которого представлены в виде номограммы.

Метод оперативного контроля за концентрационным распределением микрочастиц гранулята по размерам

*Игашов С.Ю., Лаврентьев Н.П., Мотин Ю.Д., НИЯУ МИФИ;
Тиунов С.Д., Бугров А.В., ОАО «ВНИИАЭС»*

Определенный эффект от использования представленного метода может быть получен в процессе реализации направления “Разработка технологий производства перспективных видов топлива для реакторов на быстрых нейтронах”, представленного в содержательной части ФЦП “Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу до 2020 года”.

Физические основы метода заключаются в численном анализе параметров индикатрисы когерентного рассеяния монохромного потока оптического излучения каждой микрочастицы. В зависимости от соотношения характерного размера каждой микрочастицы и длины волны оптического излучения, зондирующего тестируемый объем жидкости (газа) с взвешенным в этом объеме ансамблем частиц, фиксируется набор различных дифракционных картин. Вычисление характерного размера микрочастицы по параметрам ее дифракционного отображения осуществляется на основах волновой оптики.

При практическом использовании разработанный метод позволяет определять в режиме реального времени характерные размеры и также, концентрационные распределения по размерам микрочастиц, составляющих, например, гранулят уран-плутониевого оксида, предназначенного для формирования в оболочке тепловыделяющего элемента топливного стержня т.н. насыпным методом с последующим уплотнением. Поскольку фракционный состав гранулята уран-плутониевого оксида является определяющей характеристикой при формировании

топливного стержня в целях получения максимальной физической и ядерной плотности, непрерывный контроль за фракционным составом представляется обязательным звеном в технологической цепи изготовления тепловыделяющих элементов для реакторов на быстрых нейтронах. Следует отметить также, актуальность непрерывного контроля фракционного состава гранулята для производства топливных (уран-плутониевый нитрид) таблеток — плотного топлива для реакторах на быстрых нейтронах. Предложенный в докладе метод является универсальным; его применение представляется целесообразным при решении проблем оперативного определения концентрации ультрадисперсных частиц в технологических средах (единицы частиц в реальных объемах) в целях успешной реализации определенных циклов при производстве, например, электронной компонентной базы, медицинских препаратов, при аттестации ресурса и эффективности широкого ряда фильтрующих устройств, используемых для устранения из объема теплоносителя ядерного реактора продуктов коррозии.

В настоящее время для решения перечисленных проблем используются лазерные нефелометры в производстве которых специализируется фирма SHIMADZU (нефелометр SALD-7001). Известен также отечественный аналог ГРАН-152. Поскольку лазерные нефелометры производят оценку концентрационного распределения микрочастиц по размерам на основе статистического метода (по принципу неразличимости микрочастиц), все они имеют предел чувствительности. В докладе представлены:

- фундаментальные основы для расчета размеров ультрадисперсных частиц по их дифракционным изображениям,
- конструктивная и функциональная схема аппаратного комплекса для практической реализации предложенного метода,
- набор экспериментальных результатов — основы для расчетов, полученных с использованием действующего макета аппаратного комплекса.

Способ и устройство для автоматизированного контроля поверхностных, объемных дефектов керамического ядерного топлива

*Лаврентьев Н.П., Мотин Ю.Д., НИЯУ МИФИ;
Тунов С.Д., Бугров А.В., ОАО «ВНИИАЭС»*

В настоящее время ядерная энергетика базируется на силовых реакторах, активная зона которых сформирована из тепловыделяющих элементов, конструктивно объединенных в тепловыделяющие сборки — кассеты. Каждый тепловыделяющий элемент состоит из

оболочки — трубки циркониевого сплава с набранным из таблеток двуокси урана топливным стержнем. Следует отметить, что важным параметром при изготовлении тепловыделяющего элемента является плотность загрузки двуокси урана в топливный стержень в процессе его формирования из таблеток. Это требует высокой плотности каждой таблетки, жестких допусков на их размеры, которые и определяют общую величину пустых промежутков в объеме оболочки.

На цилиндрической поверхности одного изделия отчетливо просматривается характерный дефект — трещина. Дефект, очевидно, является как поверхностным, так и объемным. Дефекты, распределенные по объему таблеток до настоящего времени выявляются методами рентгенографии или ультразвуковой спектроскопии в выборочном режиме.

Наличие поверхностных и объемных дефектов в керамическом ядерном топливе создает дополнительные поверхности раздела негативно влияющие на процесс теплопередачи, а так же, ведет к локальным возмущениям плотности потока нейтронов, что снижает эффективность процесса энерговыделения.

Представленный в докладе способ тотального контроля поверхностных и объемных дефектов основан на получении тепловизионного изображения температурных фронтов, распределенных на поверхностях изделия в некоторый момент времени t и возникающих в результате импульсного ввода теплового потока аксиально в один из торцов изделия в момент времени t_0 . Временной интервал $\Delta t = t - t_0$ зависит, очевидно, от теплопроводности материала изделия, чувствительности тепловизионного приемника и может составлять единицы миллисекунд.

Детальный анализ распределения температурных фронтов программными методами позволяет обнаружить как поверхностные, так и распределенные по объему изделия дефекты.

Основу устройства, предназначенного для практической реализации предложенного метода, составляет трансформатор оптического изображения, выполненный из материала, прозрачного в инфракрасной области спектра до 10 мкм. Трансформатор сводит в одну плоскость развертку цилиндрической поверхности изделия в виде кольца с расположенным в центре кольца изображением торцевой поверхности изделия, противоположной принимающему импульс воздействия.

Последовательность операций при осуществлении дефектоскопии изделия в автоматическом режиме:

- изделие позиционируется в объеме трансформатора оптического изображения;
- торец изделия засвечивается импульсом оптического излучения достаточной мощности от полупроводникового лазера в момент времени t_0 ;

- зафиксированная в момент времени t тепловизионное изображение температурных фронтов сравнивается с аналогом, полученным для эталонного изделия и, с учетом критериальной базы, система выработывает сигнал “годен-негоден”.

Процедура дефектоскопии изделий по предложенному способу легко поддается алгоритмизации в целях создания автоматизированной системы контроля.

Состояние и прогноз работоспособности графитовых кладок реакторов РБМК-1000 в продленный период эксплуатации

*Платонов П.А., Чугунов О.К., Маневский В.Н., Алексеев В.М.,
Новобратская И.Ф., Лышов Л.Л., Смородкин Е.И.,
РНИЦ «Курчатовский институт»*

Согласно разработанной методике оценки работоспособности графитовых кладок реакторов РБМК-1000 их состояние оценивается по следующим критериям:

- критическому флюенсу нейтронов ($F_{кр}$) — оценка работоспособности графита как конструкционного материала;
- исчерпанию газового зазора в системе «графитовый блок — труба ТК»;
- целостности графитовых блоков;
- стреле прогиба графитовых колонн;
- вертикальной усадке графитовых колонн.

Проведенные в последние годы обследования графитовых кладок в связи с продлением срока службы АЭС и, особенно, обследование графитовой кладки 1-го энергоблока Ленинградской АЭС в 2008 г. после 35 лет эксплуатации позволяют существенно (хотя и не окончательно) уточнить прогноз работоспособности кладок всех реакторов РБМК.

Исследование графитовых кернов, взятых из кладок этих реакторов, подтверждают величину критического флюенса нейтронов для 1-го энергоблока ЛАЭС около $2,9 \cdot 10^{22}$ н/см² ($E_n > 0,18$ МэВ).

Для остальных блоков ЛАЭС и 1-го и 2-го энергоблоков Курской АЭС его величина может находиться в интервале $(2,4-2,8) \cdot 10^{22}$ н/см², что с учетом истории эксплуатации обеспечит 45-летний срок службы реакторов по этому критерию. Хотя в некоторых случаях флюенс нейтронов на графитовые блоки кладки может превысить величину $F_{кр}$ для данного блока, но прочность графита, как показали исследования кернов (в том числе и из кладок промышленных реакторов), позволит обеспечить несущую способность графитовых блоков.

Для реакторов 3-го и 4-го энергоблоков Курской АЭС и 1-го энергоблока Смоленской АЭС, где кладки эксплуатируются при более

высокой температуре, величина $F_{кр}$ может быть определена только после их обследования, однако он будет заметно ниже и потребуются дополнительное рассмотрение предельного уровня прочности графита за пределами $F_{кр}$ для достижения 45-летнего срока эксплуатации реакторов.

Данные обследования ЛАЭС-1 2008 г. позволяют говорить, что после расточки ячеек истощения газового зазора не произойдет, и этот критерий не препятствует достижению 45-летнего срока эксплуатации реакторов.

Сделанные расчеты высотной усадки графитовых колонн показывают, что она в некоторых случаях может превысить допустимую величину еще до достижения 45-летнего срока эксплуатации реакторов. Однако эти расчеты нуждаются в уточнении на основе последних экспериментальных данных.

Основным критерием, который может ограничить срок службы графитовых кладок, является величина стрелы прогиба периферийных колонн кладки. При обследовании кладки 1-го энергоблока ЛАЭС в 2008 г. был получен очень важный результат. Было обнаружено растрескивание графитовых блоков, не вызванное силовым воздействием. При этом из 10 обследованных ячеек сквозные продольные трещины были обнаружены в блоках 8 ячеек. Это подтвердило сделанный ранее прогноз о сроках начала растрескивания блоков, при этом прогноз оказался несколько более оптимистичным, чем реальный результат. 2008 год следует считать для ЛАЭС-1 началом массового растрескивания графитовых блоков.

Сделанные расчеты показывают, что уже в 2012 году трещины будут в 70% ячеек (во многих по несколько блоков с трещинами) и начнется рост температуры графита и увеличение стрелы прогиба колонн. К 45 годам от начала эксплуатации реактора стрела прогиба колонн может достигнуть величины 120 мм. В настоящее время расчетная допустимая величина прогиба колонн составляет 50 мм, которая будет превзойдена уже к 2014 году. Если к этому времени не будет обоснована большая предельная величина прогиба колонн, то срок службы реактора будет ограничен примерно 42-мя годами эксплуатации. В целом этот прогноз согласуется с результатами эксплуатации промышленных реакторов. В последнем из действующих реакторов стрела прогиба колонн превышала 140 мм, максимальная — более 250 мм.

Представленный выше прогноз сделан на основе модели с рядом допущений. Для уточнения прогноза необходимо завершить начатую работу по созданию комплексной термомеханической модели кладки, учитывающей изменение температуры кладки на последней стадии ее эксплуатации.

На фоне представленных данных планирующееся повышение мощности энергоблоков с реакторами РБМК представляется рискованным мероприятием, неизбежно ведущим к сокращению срока их службы.

Выбор оптимальной концепции обращения с ядерным топливом и надежность тепловыделяющих сборок по функции герметичности ТВЭЛОВ

Шестаков Ю.М., ОАО «ВНИИАЭС»

Принятая в России концепция допускает эксплуатацию ядерного топлива с негерметичными ТВЭлами. Предел нормальной эксплуатации по активности теплоносителя реактора соответствует наличию в активной зоне примерно 10 ТВЭлов с дефектами типа прямой контакт топлива и теплоносителя и 100 газонеплотных ТВЭлов. Кроме того, согласно заданному в технических условиях (ТУ) или в договорах на поставку тепловыделяющих сборок (ТВС) для реакторов типа ВВЭР критерию отказа (индивидуальной отбраковки ТВС) допускается эксплуатация ТВС с удельной активностью ^{131}I в воде стенда КГО с поправкой на радиоактивный распад к моменту останова реактора до $3,7 \cdot 10^6$ Бк/кг (10^{-4} Ки/кг). В тоже время, на зарубежных АС ведущих стран или вообще не допускается эксплуатация негерметичных ТВЭлов (Япония), или допускается эксплуатация ТВЭлов только с микродефектами (35 микрон, Франция).

Исходным положением для введения критерия индивидуальной отбраковки ТВС ВВЭР была недопустимость продолжения эксплуатации ТВЭлов с такой степенью разрушения оболочек, при которой возникает опасность ухудшения теплосъема в районе расположения дефектного ТВЭла, что может привести к повреждению окружающих ТВЭлов. К «особо опасным» было предложено относить ТВС, в которых появились ТВЭлы, имеющие перелом оболочки, так как предполагалось, что вибрация концов такого ТВЭла будет интенсифицировать попадание (высыпание) топлива из ТВЭла в теплоноситель первого контура. В качестве «эталонного» разрушения, при котором дальнейшая эксплуатация ТВС является недопустимой, был выбран поперечный перелом ТВЭла.

Критерий досрочной выгрузки или отказа ТВС первоначально был установлен для ТВС ВВЭР-440 на основании результатов КГО, проведенного штатным пенальным методом, и послереакторных исследований двух кассет, эксплуатировавшихся на энергоблоке № 3 Нововоронежской АЭС в конце 1970-х годов. В одной из них был обнаружен один ТВЭл с поперечным переломом, а в другой послереакторные исследования выявили 19 ТВЭлов со сквозными дефектами

(диаметром) от 6 мм до 8 мм. Удельные активности ^{131}I в воде стенда КГО при проверке этих кассет составили соответственно $3,7 \cdot 10^6$ Бк/кг ($1 \cdot 10^{-4}$ Ки/кг) и $4,5 \cdot 10^7$ Бк/кг ($1,2 \cdot 10^{-3}$ Ки/кг).

Именно по совокупности результатов послереакторных исследований данных двух ТВС было установлено указанное выше предельное значение удельной активности ^{131}I , соответствующее критерию досрочной выгрузки или отказа ТВС ВВЭР-440. Этот критерий впоследствии, без научного обоснования, был распространено также и на ТВС ВВЭР-1000.

В последние годы предположение о завышенности критерия отказа для ТВС ВВЭР-1000 получило свое подтверждение при проведении на различных энергоблоках с ВВЭР-1000 визуального осмотра негерметичных ТВС, а также послереакторных исследований ТВС. Несмотря на отмеченные выше ограниченные возможности визуального осмотра бесчехловых и неразборных кассет данного типа, в некоторых из них были обнаружены твэлы с крупными сквозными повреждениями в оболочках, в том числе и подлежащие безусловной выгрузке, то есть имеющие поперечный перелом или отсутствие верхней заглушки. При проведении КГО твэлов ТВС, подлежащих по результатам визуального осмотра безусловной выгрузке (наличие поперечного перелома твэла), удельная активность ^{131}I в пробах воды стенда КГО ни разу не достигала установленного ранее критерия досрочной выгрузки ТВС. В результате существующий критерий отказа ТВС по функции герметичности твэлов противоречит последней редакции НП-082-07 - Правил ядерной безопасности реакторных установок атомных станций, в которых данный критерий соответствует не отказу ТВС при нормальной эксплуатации, а разрушению твэла, соответствующему проектной аварии.

Следует отметить, что возможность эксплуатации ядерного топлива (ЯТ) со значительными дефектами оболочек твэлов, создает только иллюзию экономии затрат. Экономия на первом этапе (приобретение ЯТ) многократно перекрывается экономическими потерями в процессе эксплуатации АС. Для отработавших ТВС (ОТВС) с негерметичными твэлами необходимы особые условия хранения (в герметичных пеналах) и транспортировки. Попадание радиоактивных ПД, а также двуокиси урана в теплоноситель первого контура приводят к повышению выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду, накоплению радиоактивных отходов (РАО), к повышенным дозозатратам персонала, особенно в период проведения ремонтов. Повышение надежности ЯТ и переход к концепции эксплуатации реакторных установок только с незначительными дефектами оболочек твэлов типа газовой неплотности, позволит сократить количество РАО

на АС на порядки и заменить дорогостоящие и приводящие к загрязнению окружающей среды хранилища жидких отходов установками по их отверждению и хранению РАО в твердом виде, в соответствии с применяемой на западных АС концепцией.

Очевидно, что принятую в настоящее время концепцию эксплуатации ЯТ со значительными дефектами оболочек твэлов необходимо пересматривать, как для эксплуатируемых АС, так и, в первую очередь, для планируемых к строительству АС согласно проекту АС-2006.

В последние годы разрабатывается и поставляется на АС России много нового ЯТ и внедряются на АС новые более продолжительные топливные циклы. Однако, для реакторов типа ВВЭР положительного эффекта, в том числе экономического, от этих поставок пока не наблюдается. Отсутствует согласованная с поставщиком методика оценки экономической эффективности внедрения новых видов топлива. С внедрением новых видов топлива растет его цена. Нет соответствия цены и качества. Из-за позиции поставщика ЯТ не пересматривается устаревший критерий отказа ТВС. Очевидно, критерий отказа ТВС должен охватывать весь топливный цикл. Поскольку не допускается транспортировка отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) с дефектами типа прямой контакт топлива и теплоносителя, очевидно, и критерий отказа ТВС должен быть установлен с учетом этого требования.

Контроль ядерной безопасности реакторов РБМК-1000

*Дружинин В.Е., Шмонин Ю.В., Веселов В.П., Дадакин В.С.,
Лысов Д.А., Немиров А.С., Смирнов К.И., ОАО «ВНИИАЭС»*

В соответствии с указанием ОАО «Концерн Росэнергоатом» №127ук от 24.06.2002 во ВНИИАЭС осуществляется непрерывный расчетный контроль ядерной безопасности реакторов РБМК-1000, находящихся в эксплуатации. Расчеты проводятся по данным, передаваемым непосредственно с АЭС, а также с использованием архива данных, поступающих по каналам Кризисного центра ВНИИАЭС.

Контроль ядерной безопасности включает расчеты текущих технологических параметров, паспортных характеристик РУ с РБМК-1000, параметров характеризующих безопасность реакторов и эффективность топливоиспользования, а также их анализ с учетом перехода на новые виды топлива (ЭТВС-2,8%, ТВС-П), внедрения новых типов стержней СУЗ и модернизации систем контроля реакторов РБМК, включая их программное обеспечение.

Кроме того ВНИИАЭС обеспечивает оперативное согласование картограмм загрузок активных зон реакторов РБМК-1000 и последовательностей извлечения стержней СУЗ при выводе реакторов в

критические состояния, а также проводит контрольную обработку результатов измерений парового и быстрого мощностного коэффициентов реактивности.

Результаты расчетного контроля ВНИИАЭС систематически представляются в Эксплуатирующую организацию и на АЭС с реакторами РБМК-1000.

Продолжается работа по депонированию в ФЭП НФР РБМК ОАО «Концерн Росэнергоатом» и тестированию расчетных кодов, находящихся в эксплуатации на АЭС, пополнение базы данных ВНИИАЭС по параметрам критических состояний реакторов РБМК-1000 и результатам измерений физических характеристик.

По результатам расчетного контроля в 2009 году на Курской, Смоленской и Ленинградской АЭС:

- основные технологические параметры РУ реакторов РБМК-1000 находились в допустимых пределах. Началась работа по реализации Технического решения НИКИЭТ о доработке методики расчета оперативного запаса реактивности в программах «Призма» и «Призма-М»;
- нейтронно-физические характеристики паспортов РУ изменялись в допустимых пределах. Однако, расчеты показали, что при полном переводе на КРО энергоблоков № 2 КуАЭС и № 1 ЛАЭС без компенсирующих мероприятий подкритичность может снизиться до величины порядка 2,0 %, что потребует выполнения перегрузок для обеспечения проведения ядерно-опасных работ, особенно при обезвоженном КОСУЗ;
- параметры, характеризующие качество формирования загрузки активных зон реакторов, в целом поддерживались в установленном диапазоне. В то же время продолжают наблюдаться превышения рекомендованного предела по коэффициенту неравномерности в холодном разотравленном состоянии. В целом принятые на АЭС стратегии перегрузок за небольшими исключениями позволяют поддерживать паспортные характеристики и параметры безопасности энергоблоков с РБМК в допустимых пределах;
- депонированы модернизированные версии программных комплексов «SADCO» КуАЭС и ЛАЭС (разработчик НИКИЭТ). Проведено тестирование их расчетных моделей с выдачей экспертного заключения. Депонированы аттестованные в 2007 году комплекс нейтронно-физических программ «Энергия» (разработчик ВНИИАЭС) и программа STEPAN-2 (разработчик РНЦ КИ), проведено их тестирование.

Реализация основных положений «комплексной методики определения физических и динамических характеристик реакторов РБМК-1000» на основе метода спектральной проекции

Черезов А.Л., Щукин Н.В., НИЯУ «МИФИ»

Одним из основных аспектов приемлемости развития ядерной энергетики является обоснование ядерной безопасности действующих и перспективных ядерных энергетических установок. Применяемые для этого на практике методики [1] могут давать значительные погрешности в значениях определяемых параметров ядерной безопасности. Современная математическая теория реакторов [2,3] позволяет предложить и обосновать более точный, по сравнению с действующим, подход к обработке реакторных измерений, основанный на применении современных программных средств, используемых в практике эксплуатации и проектировании ядерных реакторов.

Предлагаемая методика определения реактивности основана на использовании теоремы о спектральном разложении решения уравнения переноса. Методика позволяет учесть эффекты пространственно-временного перераспределения нейтронного поля, что повышает точность и оперативность получения значения реактивности.

Технико-экономическая оценка мероприятий по снижению дозозатрат на примере внедрения дозирования цинка

Юрманов В.А., Белоус В.Н., Юрманов Е.В., ОАО «НИКИЭТ»; Турбаевский В.В., Запорожская АЭС; Филимонов С.В., Скорынин Г.М., Тимофеев Д.В., ОАО «ПО «Электрохимический завод»; Чабак А.Ф., РНЦ «Курчатовский институт»; Пырков И.В., ОАО «ВНИИАЭС»

После ужесточения дозовых пределов снижение облучаемости персонала АЭС в основном достигалось организационно-техническими мероприятиями, но в дальнейшем для оптимизации радиационной защиты необходимо внедрение технологий, направленных на устранение источников формирования радиационных полей. На зарубежных АЭС наиболее эффективными оказались дозирования цинка в теплоноситель, что обеспечивалось поставками отечественного цинка, обедненного по изотопу ^{64}Zn . Его крупнейшим производителем в России - ОАО «ПО «Электрохимический завод» («ПО ЭХЗ») накоплен опыт создания уникальных методов получения изотопной продукции на основе газоцентрифужной технологии, изначально применявшейся для обогащения урана. Качество продукции обеспечивается современной АСУТП, а изотопный состав и чистота продукции контролируется

ЦЗЛ, которая внесена в реестр «Системы аккредитации аналитических лабораторий Госстандарта России» на техническую компетентность и независимость. Технологические мощности «ПО ЭХЗ» могут обеспечить потребности как зарубежных, так и отечественных АЭС обедненным цинком.

В выпущенном ТФ в 2008 г. «Техническом обосновании внедрения водно-химического режима (ВХР) первого контура с дозировкой цинка на АЭС с ВВЭР» показано снижение мощности дозы от оборудования, отсутствие негативного влияния на коррозию, а также возможность дозирования цинка для выполнения принципа ALARA. Протоколом совещания от 13.11.2008 по данному вопросу предусмотрено до 27.02.2009 ВНИИАЭС представить проект программы по научному обоснованию дозирования цинка на действующих энергоблоках ВВЭР. Вследствие невыполнения этого решения рядом организаций предложено включить эти работы в «Комплексную программу работ по совершенствованию химических технологий на АЭС на 2009-2014г.».

Анализ опыта зарубежных АЭС исключает необходимость проведения дополнительных исследований для научного обоснования дозировки цинка, однако необходимо технико-экономическое обоснование (ТЭО) и решение практических вопросов по оптимальному способу дозирования цинка на отечественных АЭС. Требуемая концентрация цинка ($\sim 0,005$ мг/л) в тысячу раз ниже по сравнению с другими компонентами теплоносителя, поэтому его дозировка не окажет влияния ни на один его нормируемый показатель качества. Тем не менее, она в несколько раз выше реальной концентрации кобальта в теплоносителе и, тем самым предотвращает дальнейшую генерацию радиоактивного кобальта, что необходимо для улучшения радиационной обстановки и сокращения количества дезактиваций и отходов. В связи с этим предлагается выполнить отработку технологии дозирования цинка в рамках работ по повышению радиационной защиты на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом». «ПО ЭХЗ» готово предоставить образцы цинка для проведения технологических испытаний.

В докладе предложены мероприятия для решения практических вопросов дозировки цинка. ТЭО снижения доз облучения за счет дозирования цинка в теплоноситель рассмотрено на примере Концептуального решения Запорожской о внедрении данной технологии, которое направлено на согласование российскими организациями. Внедрение технологии предусматривает использование штатной системы дозирования реагентов. С учетом затрат на анализатор цинка и стоимость обедненного цинка показана экономическая целесообразность

ность дозирования цинка, даже только с точки зрения радиационной безопасности. Использованный подход не учитывает сокращение отходов и затрат на дезактивацию во время и по окончании эксплуатации, а также возможное продление сроков эксплуатации за счет снижения коррозии при дозировании цинка.

Применение принципа вложенности при захоронении РАО

Узикова И.В., Меринов И.Г., НИЯУ МИФИ;

Узиков В.А., ОАО “ГНЦ НИИАР”

В работе рассматривается схема захоронения радиоактивных отходов (РАО) в цементной матрице (компаунде), заключающаяся в применении принципа «вложенности». Предложенный принцип состоит в том, что при заполнении долговременного монолитного хранилища РАО компаундом, активность цементных включений убывает по мере удаления от центра монолитного сооружения. Внешние слои цементного компаунда с меньшей радиоактивностью служат радиационным барьером для внутренних слоев компаунда с более высокой активностью. Все сооружение окружено чистой бетонной оболочкой. Рассмотрен механизм отвода избыточного тепла для поддержания нормального температурного режима в течение длительного периода времени существования сооружения. Полученные по программе ANSYS результаты расчетного нестационарного анализа температурных полей в боксе с поперечными размерами 20м × 50м и высотой заполнения цементным компаундом 3м, показывают, что для РАО средней активности с тепловыделением 2 Вт/м³ при учете выделяющегося тепла при гидратации цемента максимальная температура в компаунде не превышает значений 70-80°C (рис.6-9), что вполне безопасно для функционирования предлагаемого хранилища.

Методы оценки эффективности использования ядерного топлива реакторов ВВЭР-440. Практика применения на Кольской АЭС

Адеев В.А., Кольская АЭС

Методика списания (ЯТ) должна адекватно отражать затраты, служить инструментом поиска оптимального режима и основой для принятия решений обеспечивающих снижение удельных затрат на производство энергии. В докладе рассматриваются методики списания ЯТ и методы оценки фактического расхода ядерного топлива, их применение для нестационарного топливного цикла, учитывающего

особенности конкретной АЭС. Отмечены преимущества и недостатки каждой из методик списания, соответствие методик списания фактическому расходу ЯТ.

В открытом топливном цикле, когда отработанное ЯТ не подвергается переработке с целью извлечения делящихся материалов и повторного их использования, глубина выгорания – основной параметр, по которому можно сравнивать расход ядерного топлива, как различных стационарных и нестационарных топливных циклов одного типа реактора, так и эффективность реакторов разных типов. Приведены основные критерии оценки расхода ЯТ

В рамках подхода основанного на получении максимальной глубины выгорания в серии топливных циклов, основная задача при выборе компоновки активной зоны: обеспечить необходимую длительность следующего топливного цикла при минимальном количестве кассет подпитки и размещении максимального количества выгоревших кассет на периферии активной зоны. Рассмотрены основные задачи при выборе топливных загрузок. Перечислены основные параметры влияющие на расход ЯТ.

На примере нескольких вариантов компоновки одного из реакторов Кольской АЭС показано несоответствие результатов расчета топливной составляющей, полученной по нескольким методикам, фактическому расходу ЯТ определенному по глубине выгорания выгружаемого топлива.

Основные цели и критерии при формировании топливных загрузок в настоящее время не формализованы, что затрудняет обоснование выбора и не страхует от принятия иррациональных решений. Отсутствует мотивация для сокращения затрат на производство энергии.

Разработка методики списания ЯТ, отражающей фактические затраты на топливо и стимулирующей достижение максимальной глубины выгорания ЯТ, особенно важна в условиях развития конкуренции и реализации политики по снижению удельных затрат.

Разработка зависимостей для моделей явления «захлебывание» в компьютерных теплогидравлических кодах

*Алексеев С.Б., Безлепкин В.В., Светлов С.В., Сидоров В.Г.,
ОАО «СПбАЭП»*

Анализ аварийных ситуаций на реакторной установке с ВВЭР показал, что на заключительной стадии аварии с потерей теплоносителя (после опорожнения баков САОЗ) возможно сохранение АЗ под уровнем воды. В случае полного прекращения направленного движения теплоносителя через нижнее сечение АЗ охлаждение тепловыделяющих

сборок осуществляется через верхнее сечение в режиме противоточного движения фаз. В данных условиях может иметь место кризисное гидродинамическое явление «захлебывание», ограничивающее поступление жидкости в ТВС при определённом расходе генерируемого пара. Наступление «захлебывания» приводит к постепенному осушению АЗ и перегреву теплопередающих поверхностей твэл.

Представлены результаты экспериментального исследования явления «захлебывание» в вертикальных трубах ($D = 20, 40$ мм) и 19-ти стержневой сборке ($P = 0.6 - 4.1$ МПа) при отсутствии направленной циркуляции теплоносителя и наличии уровня воды выше исследуемого участка. Уточнены полученные ранее корреляции по определению противоточных расходов фаз при «захлебывании» и критических мощностей каналов для широкого диапазона давлений и диаметров участков.

Выполнены расчеты по компьютерным кодам KOPCAP и RELAP5/MOD3.2 с моделированием явления «захлебывание» в представленных экспериментальных участках. В результате сравнительного анализа выявлены существенные расхождения между расчетными и опытными данными.

На основании полученных выводов необходимо проведение коррекции либо замыкающих уравнений моделей «захлебывания», либо соотношений для межфазного трения, заложенных в рассматриваемые коды. Для этого рекомендуется использование корреляций, полученных в ходе экспериментального исследования.

Особенности завершения перехода на уран-эрбиевое топливо и КРО в условиях внедрения КСКУЗ

Даничева И.А., Хренников Н.Н., НТЦ ЯРБ;

Малофеев В.М., РНЦ «Курчатовский институт»

Завершающийся на реакторах РБМК-1000 переход на уран-эрбиевое топливо с обогащением 2,8 % и кластерные регулирующие органы КРО (сб.2399.00.000) позволил стабилизировать практически все наиболее важные нейтронно-физические характеристики активной зоны. Поддержание парового коэффициента реактивности в рамках эксплуатационного диапазона 0,3-0,8 $\beta_{эф}$, увеличение средней энергovyработки до 14,5 МВт сут/кг U, возможность выгрузки ДП, существенное снижение (до значений менее 1,0 $\beta_{эф}$) положительного эффекта обезвоживания контура охлаждения СУЗ – вот далеко не полный перечень достигнутого усовершенствования параметров активной зоны РБМК-1000.

В данной работе на примере энергоблоков Курской и Ленинградской АЭС, оснащенных КСКУЗ, проводится анализ изменения нейтронно-физических характеристик РБМК-1000 в процессе перехода на полномасштабную загрузку уран-эрбиевым топливом и КРО. Результаты выполненного исследования свидетельствуют о том, что наряду с очевидными преимуществами при переходе на уран-эрбиевое топливо с обогащением 2,8 % и кластерные регулирующие органы КРО возникла проблема поддержания подкритичности остановленного реактора в разотравленном состоянии в соответствии с требованием п. 4.19 НП-082-07, особенно на заключительной стадии перехода на КРО. Следует отметить, что в результате внедрения на энергоблоках РБМК-1000 комплексной системы контроля, управления и защиты (КСКУЗ) за счет увеличения количества стержней СУЗ проблема поддержания подкритичности оказалась не столь острой. Тем не менее, для энергоблоков первых очередей (энергоблоки № 1 и № 2 Ленинградской, № 1 и № 2 Курской АЭС), учитывая, что основная система остановки реактора (БСМ) имеет в своем составе практически на 30 стержней меньше аналогичной системы на энергоблоках второй очереди, нельзя утверждать, что проблема решена.

Поддержание требуемой подкритичности реактора тесно связано с поддержанием в эксплуатационных пределах оперативного запаса реактивности (ОЗР). На энергоблоках РБМК-1000 в эксплуатационной практике оперативный запас реактивности принято определять в т.н. «эффективных стержнях РР». Определение ОЗР в «эффективных стержнях РР», привычное и удобное для оперативного персонала АЭС при наличии в активной зоне стержней одного типа, становится неоднозначным при использовании стержней различной конструкции, что имеет место при переходе на КРО. Эти обстоятельства требуют тщательного анализа и разработки соответствующих компенсирующих мер. В работе исследованы факторы, влияющие на параметры безопасности, в частности, проанализировано влияние изменения оперативного запаса реактивности на подкритичность.

Совершенствование контроля герметичности оболочек твэлов на корпусном кипящем реакторе ВК-50

*Курский А.С., Ещеркин В.М., Краснов А.М., Михайлов П.А.,
ОАО «ГНЦ НИИАР»*

В течение более 20 лет на корпусном кипящем реакторе ВК-50 проводились НИР по разработке и совершенствованию способов и устройств контроля герметичности оболочек (КГО) твэлов для поиска тепловыделяющих сборок с негерметичными твэлами на останов-

ленном водоохлаждаемом реакторе. Эти работы велись, так как была очевидна низкая эффективность методов КГО на реакторах ВВЭР.

На ВК-50 был создан экспериментальный стенд для сравнительных исследований всех известных способов КГО, в том числе и применяемых на реакторах ВВЭР: водного — по активности радионуклидов йода и цезия в воде пенальной установки КГО; газового — по активности газообразных продуктов деления (ГПД — ксенона и криптона) в газе, которым барботируют воду в пенале. В исследованиях использовали ТВС с искусственными дефектами оболочек твэлов, облученные в реакторе ВК-50.

Показано, что способы КГО, которые применяют в настоящее время на ВВЭР, несовершенны. На основании выполненных исследований на ВК-50 разработаны эффективный водно-газовый способ и устройство КГО для оперативной проверки чехловых ТВС непосредственно в активной зоне реактора, на которые получен патент. Представлены результаты испытаний способа и устройства КГО, которые позволяют эффективно и оперативно (за 15 мин) регистрировать в чехловых ТВС негерметичные твэлы с любыми типами дефектов оболочек как после остановки реактора, так и в течение 10 и более лет после выгрузки из реактора. Они могут быть рекомендованы для использования на реакторах ВВЭР-440.

Внедрение метода акустоупругости для оценки напряжений в элементах оборудования и трубопроводов АЭС

*Камышев А.В., Пасманик Л.А., Ровинский В.Д., Смирнов В.А.,
ООО «Инкотес»; Аркадов Г.В., Гетман А.Ф., Усанов А.И.,
ОАО «ВНИИАЭС»*

В докладе приводятся результаты разработки и внедрения методики контроля механических напряжений в элементах оборудования и трубопроводов АЭС, методом акустоупругости.

Метод акустоупругости — единственный, на сегодняшний день, метод неразрушающего контроля, позволяющий измерять мембранные (усредненные по толщине материала) значения механических напряжений. Другие известные методы (рентгеновская дифрактометрия, лазерные и магнитные методы, тензометрия) обеспечивают возможность измерений только поверхностных напряжений, которые часто, особенно для толстостенных конструкций, характерных для атомной энергетики, не совпадают с мембранными значениями, определяющими прочностные характеристики оборудования.

Метод основан на использовании явления акустоупругости, суть которого состоит в том, что для плоского напряженного состояния

в области упругих деформаций существует линейная зависимость скоростей распространения объемных упругих волн в направлении, перпендикулярном плоскости действия напряжений, от величин двухосных напряжений. Реализация метода сводится к задаче формирования зондирующих сигналов и измерения временных задержек эхо-сигналов трех ультразвуковых волн взаимноортогональной поляризации (две ортогональные сдвиговые волны и одна продольная волна). Проблема заключается в обеспечении предельно жестких требований по точности измерения временных задержек, составляющей единицы наносекунд.

Задача аппаратной реализации метода акустоупругости решена в выпускаемом фирмой «Инкотес» компактном переносном приборе для измерений механических напряжений ИН 5101А, который обеспечивает формирование упругих волн и измерение с необходимой точностью времени их распространения. Прибор внесен в Государственный реестр средств измерений (Сертификат об утверждении типа средств измерений № RU.C.28.011.A № 20395).

С целью обеспечения измерений методом акустоупругости механических напряжений в элементах оборудования и трубопроводов АЭС, выполненных из сталей перлитного и аустенитного класса, был разработан документ “Элементы оборудования АЭС. Методика выполнения измерений механических напряжений, возникающих в результате технологических воздействий, методом акустоупругости” (МВИ). МВИ аттестована органами Ростехрегулирования РФ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-96 (свидетельство №633/1700) и зарегистрирована в Федеральном реестре методик выполнения измерений, применяемых в сферах распространения государственного метрологического контроля и надзора, под номером ФР.1.28.2009.06227.

Документ устанавливает методику выполнения измерений осевых и окружных механических напряжений 1-го рода, возникающих в результате технологических воздействий, усредненных по толщине материала, в условиях упругой деформации. Объектами измерений являются полые цилиндрические элементы оборудования и трубы диаметром 325-1420 мм (Ду300-Ду1400) с толщиной стенки не более 0,1 наружного диаметра цилиндра, изготовленные из перлитных и аустенитных сталей. МВИ обеспечивает измерение механических напряжений (сжатие и растяжение) со следующими характеристиками погрешности:

- от 0 МПа до 100 МПа вкл. — 15 МПа
- свыше 100 МПа до 480 МПа вкл. — 9,5% относительно.

МВИ предусматривает три режима измерений:

Режим 1 - «акустическая тензометрия» (АТ). В этом режиме измеряются механические напряжения, возникающие в точке контроля в

результате технологических воздействий. Если значения механических напряжений в точке контроля до технологического воздействия известны, могут быть рассчитаны абсолютные значения действующих напряжений в этой точке после технологического воздействия. Съем датчиков на время технологического воздействия допускается.

Режим 2 - «разностная акустическая тензометрия» (РАТ). В этом режиме измерения проводятся в точке контроля и в, так называемой, «условно-нулевой» точке. Измеряемые механические напряжения соответствуют разности напряжений, действующих в точке контроля и «условно-нулевой» точке. В качестве «условно-нулевой» точки используется одна из точек, расположенных в опорной зоне - участке объекта контроля, находящемся вне зоны технологического воздействия. В МВИ приведен критерий, позволяющий по результатам измерений оценить возможность использования выбранной точки в качестве «условно-нулевой». Если механические напряжения в опорной зоне известны, могут быть рассчитаны абсолютные значения действующих напряжений в точке контроля.

Режим 3 - «безнулевая акустическая тензометрия» (БАТ). Этот режим аналогичен режиму РАТ, но в качестве «условно-нулевой» точки используется точка, расположенная на образце-представителе материала объекта, находящемся в ненапряженном состоянии. Режим используется в случае, если анализ технологической документации показал, что зона, свободная от технологического воздействия на объекте отсутствует, или, если выбранная при проведении измерений в режиме 2 точка не соответствует установленному критерию.

Для внедрения МВИ утвержден Руководящий документ ОАО «Концерн Росэнергоатом», определяющий порядок ее использование при оценке напряженно-деформированного состояния элементов оборудования и трубопроводов АЭС.

В частности, измерения механических напряжений методом акустоупругости являются обязательными при оценке напряженно-деформированного состояния узлов приварки коллектора теплоносителя к корпусу парогенераторов, находящихся в эксплуатации на АЭС с реакторами ВВР-1000 и ВВР-440. Ведется работа по адаптации методики для оценки напряженно-деформированного состояния сварных соединений трубопроводов Ду 300 РБМК-1000.

В докладе приводятся результаты измерений остаточных напряжений в патрубках Ду 1200 в области СС №111 парогенераторов 5-го блока НВАЭС и парогенератора 1ПГ-1 Балаковской АЭС, по которым установлено, что значения остаточных напряжений в указанных узлах всех обследованных парогенераторов существенно отличаются от проектных. Высказывается предположение, что источником непроектных

остаточных напряжений является используемая при изготовлении этих парогенераторов вальцовка взрывом теплообменных трубок по технологии горизонтального расположения зарядов.

Применение метода улучшенной оценки для анализа безопасности АЭС «Темелин» (ВВЭР-100/320) на примерах разрыва паровода и течи из первого контура Ду 100 мм

Мацек Й., Кргоункова Е., Меца Р., Гадек Я., Институт Ядерных Исследований Ржеж АО, 250 68 Ře , Czech Republic

В последнее время для анализа безопасности начинает применяться метод улучшенной оценки (с оценкой неопределенности). Применение данного метода позволяет определить существующие запасы по безопасности, что важно особенно в тех случаях, когда достигаются лицензионные пределы, например, в результате повышения мощности, обогащения или выгорания топлива.

В Чешской республике метод улучшенной оценки применен для ряда исходных событий, которые анализируются в Техническом обосновании безопасности АЭС «Темелин» с РУ ВВЭР-100/320. Метод оценки неопределенности был разработан в GRS, Германия. В качестве примера применения представлены результаты анализа двустороннего разрыва парового коллектора ПГ на МКУ и течи из первого контура Ду 100 мм на полной мощности.

Процессы с разрывом паропровода характеризуются несимметричным охлаждением реактора и сильно неравномерным распределением повышающейся мощности в активной зоне. Анализ безопасности таких процессов, где происходит значительное повышение мощности, должен быть проведен с помощью теплогидравлических расчетных программ, имеющих трехмерную нейтронно-физическую модель активной зоны. Поэтому для расчетов была использована объединенная программа ATHLET/DYN3D с трехмерной нейтронной кинетикой. Статистическая оценка рассматриваемых параметров была проведена с помощью немецкой статистической программы SUSANA.

Авария с потерей теплоносителя из первого контура (Ду 100 мм) рассматривалась как межконтурная течь с истечением радиоактивного теплоносителя в окружающую среду. Для расчетов была использована программа RELAP5/MOD3 а статистическая оценка рассматриваемых параметров была проведена с помощью немецкой статистической программы SUSANA. Были проведены также консервативные расчеты, ориентированные на минимальный запас до кризиса кипения и на максимальное истечение теплоносителя.

Usage of the best-estimate approach for safety analysis of the Temelín NPP (VVER-1000/320) by examples of MSLB and LOCA 100 mm

Macek J., Krhounková J., Meca R., Hádek J., Nuclear Research Institute Ře plc, 250 68 Ře , Czech Republic

The best-estimate approach (with uncertainty evaluation) comes into use for safety assessment in recent years. Application of the best-estimate approach allows quantify existing margins, especially when approaching licensing limits, e.g. due to power uprates, higher enrichment or higher burn-up.

In the Czech Republic the best-estimate method has been applied for number of initiating events (IE) analyzed for Safety Analysis Report of Temelín NPP with VVER-1000/320. The method used for uncertainty evaluation has been developed at GRS in Germany. As an example, the double-ended rupture of steam generator steam collector at hot zero power conditions and loss of coolant accident with equivalent diameter of 100 mm at full power are presented.

Transients with steam line rupture are characterized by an unsymmetrical cool down of reactor and a strongly non-uniform distribution of power increase in the core. Safety analyses of such transients, where substantial changes of power distribution could occur, need apply thermal-hydraulic computational programs containing a 3D neutronic model of the core. For this reason uncertain calculations of steam line break accident were performed with coupled thermal-hydraulic code ATHLET/DYN3D with three-dimensional neutronic kinetics. The statistical evaluation of the monitored parameters was provided by German statistical program SUSA.

Loss of coolant accident (100 mm) was considered as interfacing LOCA with radioactive impact on the environment. RELAP5/MOD3 computer code was used for uncertain calculations and the statistical evaluation of the monitored parameters was provided by German statistical program SUSA. Conservative analyses oriented to minimum DNBR and to maximum coolant leakage were done as well.

Влияние микродобавок октадециламина в рабочую среду второго контура на снижение коррозионной повреждаемости парогенераторов энергоблоков ВВЭР

Кукушкин А.Н., Репин Д.А., ОАО «ВНИИАМ»; Омельчук В.В., Бармин Л.Ф., Кольская АЭС; Юрманов В.А., ОАО «НИКИЭТ»

Дозирование пленкообразующих ингибиторов коррозии является перспективным способом подавления подшламовой коррозии на

электростанциях. Пленки поверхностно-активных ингибиторов, таких как октадециламин (ОДА), создают диффузионный барьер проникновению коррозионно-агрессивных ионов к поверхности металла. С целью исследования влияния дозировки ОДА на процессы локальной коррозии и коррозионного растрескивания трубок из аустенитной стали под напряжением проведены коррозионные испытания в автоклавах и опытной модели парогенератора (ПГ). Для ускорения коррозионных процессов эксперименты проведены в более жестких условиях по сравнению с натурными, включая повышенную концентрацию хлоридов и уровни напряжений.

Экспериментально показана способность микродобавок ОДА удалять хлориды не только с гладких поверхностей металла, но и из микротрещин, а также из щелей на участках дистанционирования трубных пучков ПГ. Важно не только снижение роста отложений, но и возможность смыва ранее сформированных на теплообменных поверхностях отложений, что обеспечивает снижение риска развития локальной коррозии и коррозионного растрескивания. Результаты исследований влияния микродобавок ОДА на локальную коррозию подтверждены в процессе промышленных испытаний на ряде АЭС с ВВЭР. На ряде западных АЭС с реакторами с водой под давлением (PWR) отрабатывается технология дозирования поверхностно-активных дисперсантов, обеспечивающих разрыхление отложений в ПГ.

В результате многочисленных исследований подтверждена способность ОДА к удалению хлоридов с гладких поверхностей, что обеспечивало снижение скорости роста микротрещин. Опытные-промышленные испытания продемонстрировали, что после годичной эксплуатации с дозировкой ОДА скорость коррозионного растрескивания ТОО ПГ уменьшилась на 60-70% за счет значительного снижения количества хлоридов, адсорбированных поверхностью металла. Испытания на опытной модели ПГ показали возможность использования ОДА для частичной отмывки отложений с греющей поверхности, что также является благоприятным фактором для минимизации локальных коррозионных повреждений. Экспериментально показана способность микродобавок ОДА удалять хлориды и из микротрещин, а также из щелей на участках дистанционирования трубных пучков ПГ. Возможность смыва ранее сформированных отложений, что обеспечивает снижение риска локальной коррозии и растрескивания.

Отмеченные свойства микродобавок пленкообразующих ингибиторов коррозии могут быть использованы в рамках работ по обеспечению продления сроков эксплуатации стареющих энергоблоков ВВЭР. Опыт Кольской АЭС, где за единственным исключением не проводились

химические отмытки ПГ, показывает, что в данном случае возможно значительное увеличение продолжительности межпромывочного периода ПГ.

Анализ поведения продуктов коррозии во втором контуре АЭС с ВВЭР

Юрманов В.А., Великопольский С.В., Юрманов Е.В., ОАО «НИКИЭТ»

Накопление продуктов коррозии обуславливает ряд проблем при длительной эксплуатации энергоблоков ВВЭР, включая усиление процессов деградации оборудования вторых контуров, включая подшламовую коррозию и коррозионное растрескивание. Выведение коррозионного шлама и отложений продуктов коррозии из парогенераторов и другого оборудования связано со значительными затратами времени и средств, а также образованием агрессивных отходов. В условиях значительного увеличения сроков эксплуатации энергоблоков данная проблема обостряется и требует новых решений с учетом опыта отечественных и зарубежных АЭС.

Рекомендации по снижению накопления продуктов коррозии во втором контуре АЭС с ВВЭР разработаны на основе сравнительного анализа массива исходных эксплуатационных данных всех действующих АЭС с ВВЭР России о поведении продуктов коррозии во вторых контурах за продолжительный период, включая:

- результаты эксплуатационного контроля отложений на внутренних поверхностях оборудования и трубопроводов второго контура;
- результаты контроля коррозионного состояния элементов второго контура с помощью индикаторных образцов-свидетелей;
- данные по эффективности очистки турбинного конденсата и продувочной воды парогенераторов от продуктов коррозии блочной обессоливающей установкой (БОУ) и установкой СВО-5 очистки продувочной воды парогенераторов (ПГ);
- данные по выведению отложений продуктов коррозии из ПГ в процессе их химических отмывок;
- данные по эффективности стояночных консерваций второго контура.

Сравнительный анализ исходных данных Нововоронежской, Кольской, Калининской, Балаковской и Волгодонской АЭС показал значительные различия интенсивности накопления продуктов коррозии во вторых контурах энергоблоков, что обусловлено как их проектными отличиями, так и особенностями эксплуатации.

В рамках данной работы выполнено расчетно-экспериментальное обоснование замены медьсодержащего оборудования и предложены

перспективные методы контроля коррозии. Замена медных сплавов во вторых контурах АЭС с ВВЭР-1000 на коррозионно-стойкие материалы является приоритетной задачей для обеспечения безопасной и надёжной работы ПГ, что в сочетании с внедрением новых ВХР и мерами по исключению коррозии в стояночных и пусковых режимах позволит:

- устранить основную причину деградации трубного пучка ПГ и снизить риск появления и развития повреждений в зоне сварного соединения № 11;
- продлить остаточный ресурс ПГ, не имеющих существенных коррозионных повреждений ТОТ, в том числе на продленный период эксплуатации энергоблоков;
- обеспечить безопасную и надежную эксплуатацию ПГ при переходе на 18-месячный топливный цикл, обеспечивая прогнозируемый рост КИУМ;
- значительно повысить надежность ПНД и конденсаторов турбин с новыми трубными системами, обеспечить величину присосов охлаждающей воды на уровне мировых значений, поднять мощность турбоустановок.

Выражается благодарность специалистам ОАО «Концерн Росэнергоатом» (Перегудов Н.Н., А.В.Смирнягин, Соколов А.И., Ерзылёв С.А., С.В. Гашенко), ВНИИАЭС (Бараненко В.И., Клещук С.М.), НТЦ ЯРБ Ростехнадзора РФ (Харитонова Н.Л.), ВНИИАМ (Кукушкин А.Н., Репин Д.А.), ГИ ВНИПИЭТ (Стяжкин П.С., Николаев Ф.В.), а также Нововоронежской, Кольской, Калининской, Балаковской и Волгоградской АЭС.

Внедрение экологически безопасных химических технологий на атомных станциях

Юрманов В.А., ОАО «НИКИЭТ»

Для поддержания регламентируемых водно-химических режимов (ВХР) и использования химических технологий на АЭС используется большое количество химических реагентов, отличающихся по опасности. Некоторые реагенты (гидразин, нитрит аммония, озон) в процессе применения разлагаются до нетоксичных веществ или нейтрализуются, а часть токсичных реагентов остается в отработавших растворах, и их утилизация должна выполняться с учетом требований охраны окружающей среды.

Ряд используемых технологий разработан ещё до введения жестких ограничений по охране труда и экологической безопасности. На основе результатов исследований требования к реагентам и технологиям

пересматриваются с целью применения менее вредных веществ и сокращения количества вредных сбросов.

В кольцевых баках биологической защиты первых реакторов ВВЭР, а также промежуточных контуров охлаждения ГЦН и СУЗ коррозионная защита углеродистых сталей изначально обеспечивается использованием хроматов, которые достаточно эффективны, доступны и имеется обширный опыт их применения. Применение хроматной присадки к воде внутреннего контура охлаждения (ВКО) предусмотрено заводами-изготовителями дизель-генераторных электростанций (РДЭС) для подавления коррозии, отложений и кавитационной эрозии.

Хром наряду с общетоксикологическим действием способен вызывать мутагенный и канцерогенный эффекты, поэтому на АЭС мира вводятся жесткие санитарно-гигиенические и экологические ограничения к применению хроматов. Международными миссиями рекомендована замена хроматов на менее токсичные ингибиторы. На большинстве зарубежных АЭС применяются фосфаты и коммерческие патентованные присадки, химический состав которых не сообщается. На отечественных АЭС не допускается применение реагентов неизвестного состава для важных для безопасности систем.

С 2001 г. по согласованию с фирмой «Русский дизель» в нормах ВХР АЭС с РБМК-1000 вместо хроматов для заполнения ВКО РДЭС предусмотрено применение присадки Кавикор, фосфатов, сетевой воды. Для АЭС с ВВЭР, БН, ЭГП-6 отсутствовал отраслевой документ по ВХР ВКО РДЭС, а заводская документация РДЭС обычно предписывала использование хроматов в качестве присадки к воде ВКО.

При разработке норм ВХР ВКО РДЭС изучены заводские требования, выполнен сравнительный анализ опыта ведения ВХР на АЭС. В качестве критериев при разработке ВХР ВКО РДЭС также использованы экологические ограничения и требования охраны труда, в частности:

- требования действующей нормативной и технической документации;
- накопленный опыт применения различных присадок;
- эксплуатационные затраты, доступность и стоимость реагентов;
- экологические ограничения, минимизация отходов и затрат на их переработку;
- эффективность коррозионной защиты, отсутствие кавитационной эрозии;
- простота эксплуатационного контроля качества охлаждающей жидкости;
- пожаро-взрывобезопасность, отсутствие образования отложений.

Токсичность используемых присадок к воде ВКО РДЭС весьма отличается. Наиболее опасны (2 класс) хроматы и нитриты, умеренно опасны (3 и 4 классы) Кавикор и Инкорт-8М3, наименее опасно применение сетевой воды.

В докладе рассмотрены мероприятия для обеспечения экологической безопасности при использовании присадок к воде ВКО РДЭС.

Анализ коррозионного состояния металлоконструкций реакторных пространств энергоблоков 1 и 2 Белоярской АЭС

*Юрманов Е.В., Юрманов В.А., Ярмоленко О.А., Ермошин Ф.Е.,
ОАО «НИКИЭТ»*

Обследования и анализ коррозионного состояния основных металлоконструкций реакторных пространств (РП) блоков №1 и 2 Белоярской АЭС в процессе эксплуатации и после останова блоков выполнен для прогнозирования их возможного изменения в период хранения в проектном герметизированном состоянии. Вследствие ограниченного доступа к ряду металлоконструкций анализ коррозионного состояния выполнен на основе расчетно-экспериментальных оценок коррозии.

Скорости коррозии металлоконструкций реакторов АМБ-100 и АМБ-200 в условиях эксплуатации и последующей стоянки определены на основе базы данных по коррозии. Данных по кинетике коррозионных процессов использованы при расчете утонения стенок металла критических элементов основных металлоконструкций.

Методика коррозионных расчетов может быть использована для прогнозирования коррозионного состояния металлоконструкций на период стоянки различной продолжительности с учетом изменений коррозионной агрессивности среды.

Таблица. Результаты расчета суммарного коррозионного утонения стенок элементов основных металлоконструкций по состоянию на 2009 год

Элемент металлоконструкции	Суммарное утонение, мм	
	РП-1	РП-2
Верхняя плита ВП	0,32	0,33
Нижняя плита НП	1,0	1,1
Кожух с компенсатором	0,32	0,46
Диафрагма	0,30	0,28
Бак биологической защиты ББЗ	1,8	2,5

Результаты расчетно-экспериментального анализа коррозионного состояния основных металлоконструкций загерметизированного РП блока №1 БАЭС и данные об интенсивности протекания коррозионных процессов для периодов эксплуатации и хранения в проектном герметизированном состоянии после останова использованы для прочностного расчета, по результатам которого обоснован 50-летний срок хранения загерметизированного РП-1 под наблюдением.

По результатам работы рекомендовано наблюдение за реальным развитием коррозионных процессов металлоконструкций посредством периодических коррозионных обследований в доступных местах, в частности, для определения фактического коррозионного утонения верхнего листа верхней плиты и наружной стенки бака биологической защиты.

Программно-методическое обеспечение для анализа надежности и безопасности ядерных установок при разработке и эксплуатации

*Бахметьев А.М., Былов И.А., Думов А.В., Звягин Е.А.,
ОАО «ОКБМ Африкантов»; Мальцев В.В., Махаев Ю.А.,
Забегаяев В.П., Розенбаум Е.Л., Белоярская АЭС*

Современные отечественные 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) и методологии мониторинга риска при эксплуатации АЭС.

В рамках выполнения «Программы...» ОАО «ОКБМ Африкантов» в сотрудничестве с ОАО «Концерн Росэнергоатом» разработано программно-методическое обеспечение, позволяющее выполнять анализ надежности и безопасности ядерных установок на этапах проектирования и эксплуатации.

Основу программно-методического обеспечения для анализа надежности и безопасности ядерных установок составляет отечественный программный комплекс для выполнения вероятностного анализа безопасности CRISS. Программный комплекс CRISS аттестован Ростехнадзором и широко используется ОАО «ОКБМ Африкантов»

при обосновании безопасности ядерных установок различного назначения.

Для осуществления непрерывной оценки и контроля изменения количественных показателей безопасности в процессе эксплуатации энергоблока № 3 Белоярской АЭС разработана система мониторинга риска «РИМ», обеспечивающая оценку текущего уровня безопасности с использованием алгоритмов программного комплекса CRISS и логико-вероятностной модели энергоблока.

Для обеспечения надежности и безопасности ядерных установок (ЯУ) 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 выработки мер по предотвращению нежелательных событий. Выполнение данных задач для всех действующих ядерных установок и ответственного оборудования разработки ОАО «ОКБМ Африкантов» реализовано в рамках системы аналитического мониторинга надежности и безопасности ЯУ, построенной на базе семейства информационно-поисковых систем «Источник». Целью внедрения системы аналитического мониторинга является совершенствование с использованием современных информационных технологий процесса эксплуатации, повышение надежности и безопасности ЯУ, решение вопросов, связанных с продлением срока эксплуатации, модернизацией оборудования и систем, а также создание базы данных для проектирования новых установок.

В докладе представлено назначение и описание разработанного программно-методического обеспечения, результаты его использования при сопровождении эксплуатации реакторной установки БН-600 и главных циркуляционных насосов АЭС с РБМК.

Использование CFD кодов для моделирования гидродинамических процессов в реакторных установках ВВЭР

*Мохов В.А., Быков М.А., Шишов А.В., Посысаев Д.А.,
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»*

В настоящее время в ОКБ «ГИДРОПРЕСС» проводятся работы по внедрению CFD кодов для моделирования гидродинамических процессов в реакторных установках ВВЭР. В докладе приводятся результаты данных работ.

1. Разработана полномасштабная теплогидравлическая CFD-модель ТВС реактора ВВЭР-1200, которая прошла верификацию на экспериментальных данных. По основным коэффициентам гидравлического

сопротивления дистанционирующих и перемешивающих решеток, обогреваемого участка, твэльного пучка и ТВС в целом результаты расчета практически укладываются в диапазон ошибки эксперимента, проведенного на гидродинамическом макете ТВС. CFD-модель ТВС позволяет индивидуально для каждого твэла задавать мощность и эпюру энерговыделения по высоте и находить поле температуры жидкости и твердого тела в трехмерном приближении при однофазном течении теплоносителя.

2. Выполнены CFD расчеты полей скорости, давления и концентрации соли в экспериментальном четырехпетлевом стенде с моделью реактора ВВЭР-1000 в масштабе 1:5. Целью данной работы являлась верификация CFD кода ANSYS CFX для обоснования возможности его применения в анализе безопасности реакторной установки с ВВЭР. В данной работе приводятся результаты расчетных исследований трех следующих экспериментов описывающих две характерные области течения жидкости в реакторной установке:

- область режимов, в которой определяющими являются инерционные силы, характеризующиеся числом Струхала. Эксперимент с включением одного насоса при расходе соответствующему номинальному;
- область режимов, в которой определяющими являются гравитационные силы, характеризующиеся критерием Фруда. Два эксперимента с подачей теплоносителя с различной плотностью при расходах, соответствующих уровню естественной циркуляции. В одном эксперименте соотношение плотностей теплоносителей в пробке и циркуляционном контуре принято 1,05, во втором эксперименте 1,0.

3. Разработана полномасштабная гидродинамическая CFD-модель реактора ВВЭР-1200. CFD-модель реактора включает опускной участок, область опорных труб, активную зону, пространство блока защитных труб и выходной участок. Проведено сравнение расчетных и экспериментальных данных по перепаду давления в тракте течения теплоносителя, коллекторному эффекту на входе в активную зону реактора и работе опорных труб. На последующих этапах работы предполагается доработать модель активной зоны реактора с введением индивидуальной мощности и профиля энерговыделения по высоте каждой ТВС в безчехловом их варианте.

Одноконтурный кипящий реактор с тесной решеткой твэлов на быстрых нейтронах

*Кузнецов Ю.Н., ОАО «НИКИЭТ»; Пивоваров В.А.,
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»*

В реакторах на быстрых нейтронах, история которых насчитывает без малого 60 лет, традиционно применяется жидкометаллический теплоноситель, слабо замедляющий нейтроны, не требующий высокого давления в активной зоне. На сегодняшний день в мире эксплуатируется всего один энергетический реактор с жидкометаллическим теплоносителем - БН-600. Не вдаваясь в причины такого положения вещей, отметим, что сегодня в мировой атомной энергетике тотально доминирует водный теплоноситель и ясно, что в ближайшие десятилетия это доминирование будет сохраняться.

Представляется совершенно естественным применить хорошо отработанную и подтвержденную тысячами реактора лет успешной эксплуатации технологию водяного теплоносителя к реакторам на быстрых нейтронах. Это направление реакторной технологии принято называть реакторами с уменьшенным замедлением нейтронов RMWR (Reduced Moderation Water Reactor).

Наиболее просто уменьшенное замедление нейтронов реализуется в кипящем реакторе, где уменьшение 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 воспроизводства была предложена японскими специалистами [1, 2]. Переход от стандартной квадратной решетки твэлов реакторов BWR к тесной треугольной решетке (расстояние между твэлами $\sim 1-1.3$ мм), введение торцевых воспроизводящих бланкетов и внутренней аксиальной воспроизводящей прослойки позволило достичь коэффициента воспроизводства близкого или даже превышающего единицу ($\sim 0.95-1.05$).

Ключевой физической проблемой для быстрых реакторов, как с натриевым теплоносителем, так и в еще большей степени водяным, является обеспечение отрицательного пустотного эффекта реактивности. Для этой также как и в натриевых быстрых реакторах, предлагается использовать уплотненную активную зону. Высота активной зоны вместе с аксиальными воспроизводящими бланкетами равна 1.26 м, при диаметре 7.6 м. Длина активной части твэлов с МОХ-топливом составляет всего 45.5 см. Отрицательный пустотный эффект реактивности в такой активной зоне обеспечивается за счет увеличения утечки нейтронов в аксиальном направлении при ее обезвоживании.

Главный недостаток описанной выше концепции заключается в конфигурации активной зоны. Поскольку высота активной части твэлов, на которую приходится основная доля тепловыделения, мала, то для обеспечения требуемой мощности реактора необходимо увеличить количество тепловыделяющих сборок и, соответственно, диаметр активной зоны, который достигает 7.6 м. Для такой зоны потребуются очень большой корпус.

Для преодоления этих недостатков предлагается альтернативная концепция активной зоны кипящего реактора с уменьшенным замедлением нейтронов, в которой отрицательный пустотный эффект реактивности обеспечивается не за счет повышенной утечки нейтронов в аксиальном направлении, а за счет иного физического принципа.

Вместо уплотнения активной зоны предлагается специальная гетерогенная компоновка, в которой наряду с тепловыделяющими сборками с тесной решеткой твэлов (диаметр твэла 13.5 мм, расстояние между твэлами 1.3 мм), содержащими уран-плутониевое (MOX) топливо, имеются тепловыделяющие сборки с уран-ториевым топливом ($\text{UO}_2 + \text{ThO}_2$), с малым (~1%) начальным содержанием ^{233}U или ^{235}U и увеличенным водо-топливным отношением (диаметр твэла 12.6 мм, расстояние между твэлами 2.2 мм). Схема такой активной зоны показана на рисунке. 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 ^{10}B , размещаются только в кассетах с уран-ториевым топливом с более мягким нейтронным спектром и, соответственно, с большей эффективностью бора, чем кассеты с MOX-топливом. В воспроизводящие бланкеты загружается обедненный уран (0.2% ^{235}U).

В докладе представлены результаты расчета кипящего реактора тепловой мощностью 3000 МВт с коэффициентом воспроизводства в пределах 0.96-1.0 и отрицательным пустотным эффектом реактивности (-0.2%).

Основные достоинства предлагаемой концепции - одноконтурная схема, умеренные технологические параметры, близкие к традиционным кипящим реакторам, позволяющие использовать имеющиеся конструкционные материалы и оборудование. Целью разработки является создание быстрого реактора, со стоимостью производства электроэнергии не выше, чем на современных легководных реакторах. Главное преимущество, по сравнению с существующими LWR - многократное (примерно в 100 раз) уменьшение расхода природного урана в условиях замкнутого топливного цикла, что, как известно, является непременным условием широкомасштабного и долгосрочного развития атомной энергетики.

Переосвидетельствование комплекта имитаторов активной зоны ТВСА и ПС СУЗ для проведения пуско-наладочных работ на энергоблоке №2 Ростовской АЭС

*Лабкин И.С., Абакумова О.Н., Беляков О.А., Столпник А.В.,
ОАО «ЭНИЦ»*

В соответствии с «Решением № РоАЭС2ТР-1595К07 по обеспечению энергоблока № 2 Ростовской АЭС первой топливной загрузкой», было решено использовать в период проведения пуско-наладочных работ блока № 2 Ростовской АЭС имитационную зону с имитаторами ТВСА, использовавшуюся в 2004 году при пуско-наладочных работах на блоке № 3 Калининской АЭС.

Имитационная зона с имитаторами ТВСА и ПС СУЗ предназначена для испытаний на этапах циркуляционной промывки и обкатки оборудования первого контура реактора ВВЭР-1000 в период проведения пуско-наладочных работ на вновь вводимом блоке № 2 Ростовской АЭС, а также на других вновь вводимых блоках ВВЭР-1000 с РУ В-320 и может быть использована повторно только после проведения переосвидетельствования составных частей имитационной зоны:

- основных имитаторов ТВСА;
- имитаторов ТВСА с измерительными устройствами;
- имитаторов ПС СУЗ и связанных с ними измерительных систем на соответствие требованиям конструкторской документации с оформлением актов, а также проведения, при необходимости, ремонтно-восстановительных работ.

Переосвидетельствование изделий имитаторов осуществляется путем:

- отмычки всех изделий от поверхностных загрязнений;
- визуального и инструментального контроля каждого изделия;
- проведения гидравлических испытаний (3 изделия) имитаторов ТВСА.
- переоснащения 3 вибродиагностических имитаторов ТВСА в соответствии с проектом СПНИ.

Проведение ремонтно-восстановительных работ изделий имитаторов осуществляется по результатам отмычки и визуального и инструментального контроля путем:

- замены отбракованных элементов на изделиях имитаторов, выявленных после визуального и инструментального осмотра;
- изготовления недостающих изделий (узлов) имитаторов.

В докладе представлены результаты работ по переосвидетельствованию имитационной зоны в ОАО «ЭНИЦ» в 2008 – 2009 году.

Код альтернативного расчета теплогидравлики ТВС (СРСТФА)

Ложкин А.С., Ложкин С.Н., Уголева И.Р., НТЦ ЯРБ

Модели турбулентного движения (как и любые другие феноменологические модели) содержат поправочные коэффициенты, эмпирические значения которых определяются тарифовкой по условию наилучшего согласия расчетов с данными тестовых экспериментов. Во многих моделях эмпирические значения поправочных коэффициентов рассматриваются как константы. Но такие модели плохо описывают реальность в условиях, далеких от тех, что были в тестовом эксперименте. Повысить точность расчетов позволяют корреляционные зависимости, аппроксимирующие изменение поправочных коэффициентов в интервалах между их реперными значениями, определенными тарифовкой в тестовых задачах. Это положение справедливо, если корреляционные зависимости используются для моделирования процессов, параметры которых лежат внутри диапазона тех значений, что имели место в тестовых задачах, послуживших основой для введения этих самых корреляционных зависимостей; в противном случае прогнозные расчеты, полученные с использованием корреляционных зависимостей, могут дать результаты, не адекватные физической реальности. Ситуация с проверкой прогнозных расчетов, для которых экспериментальные данные отсутствуют, например, по причине того, что прямые эксперименты на натурных объектах не всегда возможно проводить по соображениям безопасности, а экстраполяция модельных исследований на натурные объекты часто бывает не вполне правомерной, требует **альтернативного** подхода к определению поправочных коэффициентов.

В основе подхода, альтернативного приему тарифовки, лежит свойство материальных тел самонастраивать свою внутреннюю структуру под заданный стационарный уровень внешнего воздействия (самоорганизовывать состояние равновесия с внешней средой). Процессы самоорганизации протекают в соответствии с принципом Ле-Шателье: «Внешнее воздействие, выводящее тело из равновесия, стимулирует в нем процессы, стремящиеся ослабить результаты этого воздействия» [Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц], и дополнением к нему [Г.П. Скребков, А.С. Ложкин, С.Н. Ложкин]: «Если частота изменения внешних условий такова, что интерференции индуцированных процессов не происходит, то каждый из них успевает перевести систему в такое состояние устойчивого равновесия, в котором **максимально ослаблен итоговый результат соответствующего внешнего воздействия**». Максимальное ослабление результата внешнего воздействия составляет суть синергетического критерия равновесия тела с внешней средой.

В феноменологических моделях кода CPCTFA (Calculative Program to Check Thermal-hydraulics in Fuel Assemblies) детерминистические значения поправочных коэффициентов определяются с использованием синергетического критерия равновесия, т. е. путем, альтернативным приему тарировки. Поэтому расчеты по коду CPCTFA **всегда** являются независимыми по отношению к полученным **по любым другим теплогидравлическим кодам**, а это значит, что их можно использовать для проверки качества теплогидравлических расчетов, выполненных в обоснование безопасности активных зон реакторных установок (АЗ РУ). Особенно это важно при отсутствии экспериментальных данных.

Код CPCTFA моделирует теплогидравлику АЗ РУ в поканальном приближении, с разбивкой поперечного сечения потока теплоносителя на **изолированные** ячейки потока, т.е. зоны, внутри каждой из которых присутствует самостоятельное **вторичное** течение. Эти зоны условно названы здесь ячейками Никурадзе, поскольку он был первым, кто обнаружил именно такую поячейковую структуру в турбулентных потоках в прямолинейных каналах некруглого сечения (в ламинарных потоках ячеек нет).

Системы автоматизации энергоблоков РБМК-1000. Состояние и перспективы

*Михайлов М.Н., ООО «ОКСАТ НИКИЭТ»; Джумаев С.Д.,
ФГУП «НПП ВНИИЭМ»*

Современные управляющие системы реакторных установок представляют собой интеграцию всех последних достижений как по отдельным средствам (датчикам, исполнительным механизмам, аппаратуре, программному обеспечению и т.п.), так и по системам в целом.

Кратко изложена предыстория и обоснование необходимости модернизации систем и оборудования.

Основное внимание уделено рассмотрению управляющих систем, разработанных в последние годы и внедренных или планируемых к внедрению на энергоблоках с реакторами типа РБМК Курской, Ленинградской и Смоленской АЭС в составе: комплексная система контроля, управления и защиты; управляющие системы безопасности для технологических систем; системы бесперебойного электропитания, поставляемые в комплекте с основными системами; информационно-измерительная система СКАЛА-микро; блочные и резервные щиты управления.

Приведены структуры систем и их краткое описание. Среди нововведений отмечены сервоприводы исполнительных механизмов

аварийной защиты, кластерные регулирующие органы, подвески широко-диапазонного канала.

Подчеркивается важнейшая роль стенда—полигона, который предназначен для проведения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (включая приемочные испытания оборудования опытных образцов), функциональных испытаний поставляемого оборудования и последующего авторского сопровождения систем в течение всей их жизни на АЭС.

Констатируется, что за последнее десятилетие на реакторах типа РБМК-1000 создан и успешно внедряется комплекс управляющих систем и оборудования, которые отвечают всем современным требованиям по безопасности и обладают характеристиками, не уступающими аналогичным по назначению лучшим отечественным и зарубежным системам.

Перспективное водоподготовительное оборудование для систем поддержания водно-химических режимов на АЭС

Яковлев А.В., ОАО «ВНИИАМ»

Водно-химический режим (ВХР) АЭС является одним из важнейших факторов, влияющих на надежную, экономичную и безопасную эксплуатацию АЭС. Одно из приоритетных направлений — разработка перспективного оборудования для аппаратурного оформления систем поддержания водно-химических режимов.

Современные системы конденсатоочистки блоков АЭС работают по нескольким технологическим схемам: АЭМФ — АФИСДНР, обезжелезивающий Н-катионитный фильтр — АФИСДНР. Перспективным направлением очистки конденсатов на АЭС является фильтрация на намывных ионитных фильтрах (НИФ). Применение НИФ вместо насыпных фильтров (ФСД) конденсатоочистки позволяет:

- сократить время вывода блока в режиме пуска на полную мощность за счет быстрого достижения заданных показателей качества конденсата;
- сократить количество радиоактивных отходов и, соответственно, расходы на их удаление, так как отработавшая смола удаляется в твердом виде;
- обеспечить при глубоком обессоливании высокую эффективность удаления растворенных продуктов коррозии (электропроводимость 0,06-0,07 мкСм/см), в том числе коллоидной фракции с размером частиц более 0,45 мкм.
- добиться снижения габаритов и металлоемкости установленного водоподготовительного оборудования;

- отказаться от громоздкого реагентного хозяйства, кислых и щелочных стоков.

Применяемые для НИФ в качестве фильтрующего материала порошковые иониты обладают рядом преимуществ по сравнению с гранулированными:

- намытый на фильтрующие патроны слой порошковых ионитов более эффективно удаляет дисперсные, коллоидные и растворенные продукты коррозии железа и меди (90-95 % против 30-50 % для зернистых ионитов);
- в 100 раз большая поверхность контакта с водой у ионитных порошков обеспечивает более высокую скорость ионного обмена и, следовательно, большую глубину очистки и рабочую обменную емкость;
- намытый слой толщиной 3-12 мм обеспечивает высокое качество фильтрата по растворенным примесям (электропроводность 0,06-0,1 мкСм/см);
- процесс удаления сбросов системы очистки упрощается за счет разового использования фильтрующего слоя и наличия твердых отходов вместо жидких, как при ФСД.

Учитывая, что технологические показатели работы намывных ионитных фильтров известны и для конкретных аппаратов зависят, в первую очередь, от равномерности намыва ионитовой пульпы на фильтрующие патроны и от распределения потоков обрабатываемой воды по сечению аппарата, первоочередной задачей является отработка гидродинамических показателей намывного фильтра с фильтрующими элементами различной конструкции и режима удаления фильтрующей шихты с поверхности фильтрующих патронов.

По техническим требованиям ОАО «ВНИИАЭС» Всероссийский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт атомного энергетического машиностроения (ОАО «ВНИИАМ») разрабатывает техническую документацию на производство намывных ионитных фильтров диаметрами 1,0, 1,6, 2,0 м.

Разрабатываемые намывные фильтры будут установлены в системе очистки турбинного конденсата второго контура АЭС с реактором ВВЭР-1000, а также в системе очистки вод бассейнов выдержки ТВС.

Модернизация проекта, оборудования и систем РУ при повышении мощности АЭС с ВВЭР-1000 выше номинального уровня

*Рыжов С.Б., Мохов В.А., Беркович В.Я., Воронков А.В.,
ОАО «ОКБ Гидропресс»*

Программой повышения мощности энергоблоков ВВЭР-1000 на первом этапе предусмотрено 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.

В 2006-2007 гг. ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» с участием РНЦ «Курчатовский институт» и ВНИИНМ выполнена модернизация проекта РУ с обоснованием безопасной эксплуатации референтных энергоблоков №2 Балаковской АЭС и энергоблока №1 Ростовской АЭС на повышенном уровне мощности, а также 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, с участием ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС», корректировка эксплуатационной документации (ИЭРУ, ТРБЭ) и модернизация АСУ ТП.

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

По состоянию на начало 2010 года:

- результаты испытаний и опытной эксплуатации референтных энергоблоков №2 Балаковской АЭС и №1 Ростовской АЭС, энергоблоков №3,4 Балаковской АЭС на повышенной мощности подтвердили проектные характеристики, отклонений от требований проекта не выявлено;
- на энергоблоке №1 Балаковской АЭС запланировано проведение комплекса проверок и испытаний при повышении мощности до 104% от номинальной в 2010 году;

- на энергоблоке №3 Калининской АЭС завершается комплекс проверок и испытаний при повышении мощности до 104% от номинальной, отклонений от требований проекта не выявлено;
- документация модернизированного технического проекта РУ по энергоблокам №1,2 Калининской АЭС проходит экспертизу Ростехнадзора при лицензировании испытаний и эксплуатации энергоблоков на повышенной мощности после ППР-2010.

В 2008-2009гг. ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» с участием РНЦ «Курчатовский институт» 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 поэтапного обоснования и выхода на более высокие нагрузки реакторной установки ВВЭР-1000.

Однако требуется модернизация оборудования РУ и проведение целого ряда научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Например, требуется модернизировать и обосновать опытным путем внутрикорпусные устройства парогенератора ПГВ-1000М для обеспечения сепарационных характеристик паровой нагрузки.

Необходимо модернизировать и расчетно-экспериментальным путем обосновать интенсификаторы теплообмена в пучках тепловыделяющих элементов активной зоны.

Необходимо провести комплекс работ в обоснование срока службы корпуса реактора и его внутрикорпусных устройств для условий повышенной мощности активной зоны.

Требуется разработка и реализация повышенных требований к системе внутриреакторного контроля, системам защит, автоматики и измерительных каналов отдельных параметров для повышения их точности и надежности, снижения инерционности и т.д.

Для уменьшения консерватизма в расчетных анализах необходимо выполнить ряд модернизаций расчетных кодов с верификацией и аттестацией их в установленном порядке.

Разработка интенсификаторов теплообмена для ТВС ВВЭР

Васильченко И.Н., Кушманов С.А., Махин В.М., Вьялицын В.В., Мальчевский Д.В., ОАО «ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

На начальном этапе разработки были проанализированы известные отечественные и зарубежные решения по интенсификаторам теплообмена. В результате была разработана масса различных принципов

альных конструкций перемешивающих решеток. В силу значительной сложности изготовления было решено отказаться от вариантов перемешивающих решеток из пластин и с консольными дефлекторами, а дальнейшее развитие получили варианты, изготавливаемые аналогично дистанционирующим решеткам — из отдельных ячеек, скрепленных между собой контактной точечной сваркой. Подобные решетки обладают следующими преимуществами:

- простота изготовления как отдельных ячеек, так и всей решетки в целом;
- малая номенклатура деталей;
- низкое гидравлическое сопротивление;
- своё служебное назначение (перемешивание и турбулизация потока теплоносителя) может выполнять вся поверхность перемешивающей решетки, а не только отдельные элементы.

Производством ОАО “НЗХК” освоено три типа перемешивающих решеток, с двумя из которых выполнен значительный объем расчетно-экспериментального обоснования. Также разработаны различные типы сотовых перемешивающих решеток, обеспечивающих направленные перетоки теплоносителя между рядами тепловыделяющих элементов (решетки типа “Сектор”, “Прогонка”).

Наиболее эффективной, на настоящий момент, показала себя сотовая перемешивающая решетка «вихревого» типа, основное служебное назначение которой - турбулизация потока теплоносителя. По сравнению с аналогичным пучком без перемешивающих решеток, прирост критического теплового потока в экспериментах составил от 10 до 30 % при равномерном по высоте профиле тепловыделения и более 40 % при неравномерном по высоте профиле тепловыделения (с максимумом в средней части). Эксперименты с данной решеткой продолжаются.

Для учета влияния перемешивающих решеток типа “Вихрь” предложена поправочная функция к базовой корреляции ОКБ “ГИДРО-ПРЕСС” для критических тепловых потоков, зависящая от гидравлического сопротивления перемешивающей решетки, места ее установки и режимных параметров.

Для подтверждения ресурсных характеристик ТВС с сотовыми перемешивающими решетками в 2010 году шесть ТВС-2М с перемешивающими решетками будут установлены на опытно-промышленную эксплуатацию на блоке №4 Балаковской АЭС.

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., Емелин А.А.,
ОАО «ОКБ Гидропресс»*

Отраслевой программой перехода на 18-ти месячный топливный цикл энергоблоков с ВВЭР-1000 предусмотрен перевод всех энергоблоков с ВВЭР-1000 (кроме энергоблока № 5 Нововоронежской АЭС) на эксплуатацию в 18-ти месячном межремонтном цикле на мощности 104 % Нном.

При проведении работ в качестве целевых показателей Заказчиком (Балаковской АЭС) установлены:

- обосновать возможность эксплуатации РУ при периодичности эксплуатационных проверок и испытаний до 18 – 24 месяцев;
- обосновать возможность увеличения периодичности эксплуатационного контроля металла и технического освидетельствования до 6 – 8 лет.

Пилотным энергоблоком с ВВЭР-1000 в программе увеличения межремонтного периода до 18-ти месяцев на 100 % Нном. 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 обоснование возможности увеличения до 18-ти месяцев периодов между проверками и испытаниями оборудования и трубопроводов РУ в период останова на перегрузку топлива для энергоблоков № 2, 3, 4 Балаковской АЭС, энергоблоков № 1, 2, 3 Калининской АЭС, энергоблока № 1 Волгодонской АЭС. Обоснования выполнены с учетом результатов аналогичных работ для энергоблока № 1 Балаковской АЭС, прошедших экспертизу в НТЦ ЯРБ. Обосновывающие документы представлены на рассмотрение в Ростехнадзор.

Результаты выполненных обоснований показали принципиальную возможность увеличения до 18-ти месяцев периода между проверками и испытаниями оборудования РУ рассмотренных энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000.

Возможность увеличения до 18-ти месяцев периодов между проверками и испытаниями оборудования РУ (ИПУ КД, ИПУ САОЗ, ИПУ

ПГ, ГЦН) подтверждено заключениями разработчиков и заводов – изготовителей.

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

Итогом выполненных в целом работ разработчиками проектов РУ и АЭС явилось получение изменения условий действия лицензии на опытно – промышленную эксплуатацию энергоблока № 1 Балаковской АЭС в увеличенной по продолжительности 18-ой топливной кампании.

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

Для решения поставленных эксплуатирующей организацией задач необходимы :

- корректировка ФНП (ПНАЭ Г-7-008-89), 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 ТО 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).

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

Основные направления модернизации и совершенствования эксплуатации тепломеханического оборудования второго контура энергоблоков АЭС

*Соломеев В.А., Трухний А.Д., ОАО «Концерн Росэнергоатом» —
МЭИ (ТУ)*

В докладе рассмотрены основные итоги модернизации и эксплуатации тепломеханического оборудования АЭС концерна «Росэнергоатом», основные задачи на 2010 г. и на ближайшую перспективу, перспективы атомного турбостроения и рекомендации, реализация которых позволит повысить эффективность работы АЭС концерна «Росэнергоатом».

Модернизация шести турбоагрегатов на Курской АЭС и по одному на Смоленской и Ленинградской АЭС полностью подтвердила целесообразность увеличения площади выхлопа турбин К-500-6,4/50: реальные электрические мощности энергоблоков 1000 МВт с РБМК возросли до 1065 – 1075 МВт, а суммарная дополнительная мощность составила 148 МВт. В период 2010 – 2013 гг. предстоит модернизация еще 12 турбоагрегатов, 5 из которых будут модернизированы в 2010 г. на Курской, Ленинградской и Смоленской АЭС с получением дополнительной мощности в 80 МВт. К этой же проблеме примыкает модернизация проточных частей ЦНД турбоагрегатов К-210-12,8 Белоярской АЭС, из которой исключена низкоэкономичная ступень Баумана и установлена рабочая лопатка последней ступени 960 мм (вместо 765 мм).

Значительные работы предстоят в части модернизации СПП. Модернизация модулей пароперегревателей СПП-500-1 АЭС с РБМК-1000 с использованием углеродистой стали на 19 турбинах обеспечит требуемую надёжность и эффективность работы СПП.

В 2010-11 годах завершается модернизация сепарационной части СПП турбинных установок блоков АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и РМБК-1000.

Важнейшая задача - обоснование и выбор оптимального оборудования для замены трубных систем конденсаторов, материалы которых не содержат меди. Пилотными для замены станут первые энергоблоки Балаковской и Калининской АЭС.

Оценки дополнительной выработки электроэнергии за счет модернизации и внедрения различных мероприятий дают:

- модернизация систем очистки трубных систем конденсаторов ТГ-1,2 Курской АЭС - 112 млн. кВт·ч/год;
- модернизация систем контроля и управления, шлюзов загрузки, насосов возврата чистящих шариков, фильтров предочистки для обеспечения эффективности СШО конденсаторов Балаковской, Курской, Ленинградской и Нововоронежской АЭС - 375 млн. кВт·ч/год;
- внедрение мероприятий по снижению потерь тепловой энергии в паропроводах свежего пара и проточной части турбин - 96 млн. кВт·ч/год;
- разработка и внедрение автоматизированных систем контроля технологических параметров и тепловой эффективности энергоблоков - 165 млн. кВт·ч/год;
- модернизация и повышение эффективности использования гради-рен и оптимизация системы водоснабжения Калининской АЭС - 75 млн. кВт·ч/год.

Суммарный эффект от выполнения перечисленных мероприятий составит 3339 млн. кВт·ч/год.

Рассмотрены достигнутый уровень атомного мирового и отечественного турбостроения и пути преодоления его отставания.

Результаты экспресс-испытаний турбинных установок Курской АЭС. Предложения по внедрению мероприятий, направленных на энергосбережение, и проведению балансовых испытаний энергоблоков АЭС

*Льольчак В.В., Борщевский В.С., Сагалакова Н.Г., Иваненко Э.А., Канатов С.А., Московский филиал «Центратомтехэнерго»
ОАО «Атомтехэнерго»*

Экспресс-испытания турбоустановок

Одним из наиболее экономически эффективных путей увеличения выработки электроэнергии действующими АЭС является модернизация турбинного оборудования.

На турбинах ТГ-5 и ТГ-6 энергоблока №3 Курской АЭС в период ППР-2008 были заменены 4-ая и 5-ая ступени ЦНД и смонтированы перед основными сепараторами СПП предсепараторы типа «Powersep» фирмы «Balke Dütt».

Для подтверждения гарантий завода-изготовителя по повышению электрической мощности были проведены экспресс-испытания этих турбоустановок.

Полученные при экспресс-испытаниях приросты электрической мощности ТГ-5,6 подтверждают заявленное ОАО «Турбоатом» повышение в 16 МВт, следует учесть, что данная оценка дана при температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор 12 °С, расходе охлаждающей воды 82880 т/час, давлении в конденсаторе 0,041 кгс/см².

Среднегодовой прирост электрической мощности на одной турбоустановке энергоблока №3 по данным экспресс-испытаний турбоустановок ТГ-5,6 при реальных условиях составляет 15 МВт, а для блока в целом среднегодовой прирост электрической мощности при реальных условиях составляет 30 МВт.

Энергосбережение

В настоящее время в ОАО «Концерн Росэнергоатом» разрабатывается «Программа по энергосбережению и повышению энергетической эффективности АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом», основанием для разработки которой являются Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» от 23.11.2009.

До принятия этой Программы работы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности АЭС проводятся в соответствии с «Планом мероприятий по сокращению расходов тепловой и электрической энергии на собственные нужды АЭС ОАО «Концерн Энергоатом» № АЭС ПМ-203К(1.5)2008». План охватывал предложения АЭС и ведущих отраслевых организаций по сокращению потребления тепловой и электрической энергии на собственные нужды и повышению энергоэффективности энергоблоков.

Разрабатываемая Программа охватывает основные направления работ по энергосбережению и повышению энергоэффективности АЭС и предназначена для использования центральным аппаратом и атомными станциями ОАО «Концерн Росэнергоатом» при составлении локальных программ по данной тематике.

Балансовые испытания энергоблоков АЭС

Энергоблоки АЭС проходят опытно-промышленную эксплуатацию на мощности реакторной установки 104-107% от номинальной (№2 Балаковской АЭС, №3,4 Кольской АЭС и другие блоки АЭС). Необходимо проводить балансовые испытания энергоблоков с целью корректировки нормативных характеристик оборудования энергоблоков после модернизации (изменение удельного расхода тепла по отпуску электроэнергии более чем на 1%) и повышения мощности реакторной установки.

Модернизация в рамках ПСЭ энергоблока №5 Нововоронежской АЭС

Лоскутов В.Ф., Нововоронежская АЭС

В сообщении рассмотрены основные направления и этапы работ при ПСЭ.

Комплекс работ на первом этапе:

- оценка проектного уровня безопасности;
- основные мероприятия по снижению частоты повреждения зоны (ЧПЗ).

Разработка инвестиционного проекта «Продление срока эксплуатации эн.бл.№5».

Комплекс работ второго этапа:

- программа подготовки блока к дополнительному сроку эксплуатации;
- модернизация;
- обоснование ресурса;
- углубленная оценка безопасности;
- представление обосновывающих материалов в Регулирующий орган;
- испытания систем, корректировка ЭД, получение лицензии на эксплуатацию энергоблока в период дополнительного срока.

Модернизация основных систем, их состояние до модернизации и достигаемые цели в результате модернизации. Углубленная оценка безопасности и оценка эффективности реализуемых мероприятий по повышению безопасности.

Концепция диагностирования ВВЭР по новым проектам

Аркадов Г.В., Усанов А.И., ОАО «ВНИИАЭС»; Кацман А.М., ОАО «Концерн Росэнергоатом»; Коноплев Н.П., ОАО ОКБ «Гидропресс»; Махутов Н.А., ИМАШ РАН; Павелко В.И., ЗАО «Дианпром»;

В настоящем докладе изложена концепция диагностирования оборудования энергоблоков с ВВЭР по новым проектам («АЭС-2006», «АЭС-2010»), разработанная экспертной группой при секции «Техническая диагностика и информационно-измерительные системы» научно-технического совета Госкорпорации «Росатом».

Концепция устанавливает цели, основные принципы и характер организационно-технических мероприятий, направленных на реализацию двуединой задачи обеспечения эксплуатационной надежности и экономической эффективности АЭС при безусловном приоритете безопасности.

Основные принципы концепции предусматривают:

1) Определение и прогнозирование состояния контролируемого оборудования сочетанием применения локальных систем диагностики, технологических параметров АСУ ТП, результатов неразрушающего контроля металла и мероприятий ТООР с созданием системы комплексного диагностирования (СКД) энергоблока.

2) Создание единого информационного диагностического пространства, реализуемого в виде интегральной базы данных, функционирующего с этапа проектирования и содержащего, в том числе, каталоги неисправностей однотипного оборудования по различным видам диагностирования.

3) Утверждение перечня локальных систем, являющихся обязательными к применению согласно действующей нормативной документации.

4) Выполнение при разработке, внедрении и применении локальных систем диагностики требований действующей в отрасли нормативно-технической документации для обеспечения их промышленной эксплуатации.

5) Изначальную ориентацию на применение СКД в задаче управления сроком службы АЭС.

6) Возможность отсроченного анализа результатов диагностирования силами экспертов отраслевых организаций с применением математических моделей оборудования и специальных методов обработки исходной информации, что в первую очередь относится к сложным системам диагностики реакторной установки.

7) Подготовку и поддержание квалификации персонала АЭС, участвующего в работах по диагностированию оборудования.

Отмечено, что значительная часть указанных принципов может быть реализована в рамках создаваемой в настоящее время отраслевой системы диагностирования в концерне «Росэнергоатом».

Констатируется, что составной частью создаваемой системы должен быть отраслевой диагностический Центр, который предназначен для объединения усилий и координации действий центрального аппарата концерна «Росэнергоатом», отделов технической диагностики АЭС, экспертов отраслевых организаций для обеспечения эффективного применения систем диагностики при эксплуатации, техническом обслуживании, ремонте и модернизации оборудования АЭС.

Основные положения концепции комментируются примерами применения систем диагностики действующих АЭС на основе 20-летнего опыта.

Опыт диагностирования роторного оборудования для его обслуживания по техническому состоянию

Berg Ø., Porsmyr J., Valset H., Yazikov M., Institute for Energy Technology, Halden, Norway; Кожин М.Л., Тутов С.И., Кольская АЭС; Усанов А.И., ОАО «ВНИИАЭС»

В работе рассматриваются вопросы применения методики анализа вибрационных сигналов вращающихся механизмов разработанной компанией "Technical Associates of Charlotte, P.C." для механического оборудования к условиям Кольской АЭС для диагностирования состояния электродвигателей и вращающихся механизмов с последующей выдачей рекомендаций ремонтному персоналу.

Рассмотрены основные параметры вибрационных сигналов, такие, как амплитуда, частота и фаза, их взаимосвязь и влияние на вибрационное состояние оборудования, особенности использования параметров амплитуды – перемещение, скорость и ускорение.

Виброперемещение обычно применяется для частоты вибраций менее 10Гц. Виброускорение рекомендуется использовать около 5000Гц и выше. Виброскорость - наиболее часто используемый параметр, т.к. почти не зависит от частоты в диапазоне 10Гц – 2000Гц и используется при частоте вибраций от 5Гц до 5000Гц. При частоте вибраций от 10 -1670 Гц, виброскорость напрямую связана с состоянием механизмов.

Анализ вибросигналов во временной и частотной области позволяет определить сценарий типовых дефектов и составить библиотеку частотных спектров для дефектов механизмов.

Представлены частотные спектры типовых дефектов вращающихся механизмов, таких, как небаланс вращающихся частей, искривление валов, угловое и параллельное несовпадение осей, механические ослабления и дефекты подшипников. Описана «общая вибрация» для быстрой оценки состояния механизмов, которая используется для планирования ремонтов по состоянию оборудования.

Представлена реализация системы виброконтроля и вибродиагностики вращающихся механизмов применительно к Кольской АЭС.

Система состоит из трех подсистем: стационарная М-800 для контроля ГЦН в режиме он-лайн, переносная Lagge Control для контроля пусков и остановов и периодического контроля ТГ, а также портативная, для периодического контроля электродвигателей и вращающегося оборудования. В течении около 10 лет, система доказала эффективность своей работы.

Experience with rotary equipment diagnostics for goals of its condition-based maintenance

Berg Ø., Porsmyr J., Valset H, Yazikov M., Institute for Energy Technology, Halden, Norway; Kozhin M.L., Titov S.I., Kola NPP; Usanov A.I., JSC "VNIIAES"

The paper deals with application issues of a method for rotary machine vibration signal analysis that has been developed by Technical Associates of Charlotte, P.C. for diagnostics of electromotors and rotary machines conditions with subsequent provision of recommendations to the maintenance personnel.

The main vibration signal parameters such as amplitude, frequency and phase as well as their interrelation and influence on the equipment vibration conditions and peculiarities of the amplitude parameters use — displacement, velocity and acceleration — have been considered.

Vibrodisplacement is used in the vibration frequency range below 10 Hz. Vibration acceleration is recommended to use in the range around 5000 Hz and higher. While vibration velocity is the most often used parameter as it does not depend almost on frequency in the range from 10 Hz to 2000 Hz and is applicable in vibration frequency range from 5 Hz to 5000 Hz. In vibration frequency range from 10 Hz to 1650 Hz vibration velocity is directly related to conditions of a machine.

The vibration signal analysis performed in the time and frequency domain allows one to determine a generic defect scenario and to compile a library of frequency spectra that are correspondent to machine defects.

There are presented generic frequency spectra for such rotary machine defects as rotary part imbalance, shaft distortion, angular and parallel disalignment of axes, mechanical loosening and bearing defects. A “general vibration” is described for goals of prompt evaluation of the machine conditions that is used for condition-based maintenance planning.

The rotary machine vibration control and diagnostics system as implemented at Kola NPP is described.

The system consists of three subsystems: the stationary one, M-800, for SG on-line control, the portable one, Lagge Control, for Turbine Generator control in startup and shutdown modes and a hand-held one for routine control of electromotors and rotary equipment. The system has proven its effectiveness throughout appr. 10 years of operation.

Диагностирование трубопроводной арматуры с электроприводом с целью управления ее ресурсом и ТОиР по техническому состоянию. Опыт СМАТЭ проведения указанных работ

Сердюк А.В., ОАО «Атомтехэнерго»

1. Техническое диагностирование трубопроводной промышленной арматуры (арматуры) с электроприводом, как наиболее распространённой на АС (по сравнению с гидро-, пневмо- и электромагнитным приводом), представляет значительный практический интерес в связи с значительным влиянием арматуры на безопасность АС и относительно высокими затратами на ее ремонт.

2. Для обеспечения безопасной эксплуатации АС необходимо определять техническое состояние трубопроводной арматуры на всех этапах жизненного цикла (стадия исследования, стадия ОКР, ОТР, стадия производства, стадия поставки – входной контроль, стадия эксплуатации, стадия ремонта, стадия обеспечения производства и ремонта, стадия снятия с производства) с помощью унифицированных оборудования, методов, правил.

3. Своевременное проведение диагностирование существенно влияет на ресурс арматуры (запорной и регулирующей).

4. Контроль крутящего момента (в том числе и через электрические параметры), которым управляется и уплотняется запорная арматура, важен для ресурса элементов затвора и для арматуры в целом:

- при превышении величины расчётного крутящего момента возникает повышенный износ и деформация деталей затвора, возникает опасность заклинивания в конечном положении «закрыто».
- при недостаточном крутящем моменте протечки превышают максимально допустимые значения и, как следствие, возникает повышенный эрозионный износ.

5. Несоблюдение требований контроля величины расчётного крутящего момента резко уменьшает ресурс арматуры.

6. Контроль крутящего момента осуществляется внешними (прямые измерения) и встроенными средствами технического диагностирования (косвенные измерения посредством контроля электрических параметров – ток, активная мощность электродвигателя).

7. Внешние средства технического диагностирования арматуры с электроприводом следует применять для углубленного диагностирования:

- после ремонта привода или при проведении входного контроля – при получении ненастроенного привода от поставщика или при нахождении привода длительное время на складе;

- при проведении входного контроля на строящихся АС, т. к. у производителей приводов иногда отсутствует соответствующее метрологически аттестованное оборудование;
- периодически, т.к. со временем происходит изменение настройки вследствие старения материалов (изменение параметров пружины).

8. На Смоленской АЭС (работы выполняют САЭС, СМАТЭ) и Волгодонской АЭС (работы выполняют ВДАЭС и ЮРГТУ), результаты диагностирования применяются для перехода на стратегию ремонта по техническому состоянию, отмечено снижение числа отказов арматуры.

9. Средства экспресс–диагностирования арматуры с электроприводом (встроенные) следует применять после углубленного диагностирования внешними средствами периодически (с установленной периодичностью) и при каждом срабатывании арматуры (автоматического действия):

10. Возводимые блоки АЭС необходимо оснащать унифицированными программно-техническими средствами и закладывать в проект применение внешних и встроенных средств технического диагностирования.

Квалификация оборудования, расположенного в гермообъёме, на работу в условиях проектных аварий

Рыбчук И.Ю., НАЭК «Энергоатом», Украина

1. Требования к проведению работ по квалификации.

- рекомендации МАГАТЭ (Отчеты МАГАТЭ по проблемам безопасности АЭС с реакторами типа ВВЭР-440/213 (IAEA-EBP-WWER-03 (1995 г.)), ВВЕР-1000/320 (IAEA-EBP-WWER-05 (1996 г.)), ВВЕР-1000 (малая серия) (IAEA-EBP-WWER-14 (1997 г.)));
- требования нормативных документов Украины.

2. Проект TACIS U2.01/02 «Поддержка Энергоатома в разработке и применении Квалификационных Программ оборудования»

3. Организация деятельности по квалификации оборудования в НАЭК «Энергоатом»:

- организационная структура,
- отраслевые документы НАЭК «Энергоатом»,
- документы ОП АЭС.

4. Этапы выполнения работ по квалификации.

- специальный (подготовительный этап),
- подготовка проектных исходных данных на основании анализа проектных аварий,

- повышение квалификации (для оборудования с неустановленной квалификацией, по результатам работ предыдущего этапа);
 - сохранение квалификации.
5. Взаимодействие с Госатомрегулирования.
6. Итоги выполнения работ по КО:
- подготовительный этап,
 - подготовка проектных исходных данных,
 - повышение квалификации.
7. Планы дальнейших работ по квалификации оборудования.

Анализ и оценка технического состояния и остаточного ресурса систем распределения газовых сред с применением метода комплексной функциональной диагностики

Гречишников П.Г., Трубачев В.М., Козляков В.В., ОАО «ВНИИАМ»

Разработана методика комплексной функциональной диагностики систем распределения газовых сред с целью оценки их работоспособности и определения условий дальнейшей безопасной эксплуатации. Результаты работы представлены на примере систем газораспределения ТЭС.

Рассмотрены вопросы, касающиеся технических требований к основному оборудованию газорегуляторных установок, пунктов, шкафных устройств, объемов и методов контроля при техническом обследовании и эксплуатации систем газораспределения, в том числе после установленного (назначенного) срока службы.

На основании анализа данных, полученных в ходе, проведения экспертизы промышленной безопасности технических устройств систем газораспределения, установлено, что наряду с традиционными методами обследования: анализ проектной, технической и эксплуатационной документации. Также производится контроль основного металла и сварных соединений визуальным, измерительным, радиографическим, ультразвуковым, капиллярным, магнитопорошковым, акустико-эмиссионным и другими методами, позволяющими оценить состояние металла элементов технического устройства.

Надежность их эксплуатации во многом определяется техническим состоянием и работоспособностью запорных и регулирующих устройств (предохранительных клапанов, регуляторов давления, задвижек, вентиля и др.), предназначенных для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях.

Методика предусматривает проведение комплекса технических мероприятий, нацеленных на определение функционирования газового оборудования при различных режимах эксплуатации.

Применение комплексной функциональной диагностики позволяет с большей достоверностью определить фактическое техническое состояние системы, дать прогнозную оценку ее остаточного ресурса, обеспечить повышение надежности и безопасности эксплуатации газораспределительных систем и газопотребляющего оборудования.

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 турбины обеспечивают условия безопасной работы энергоблока в нормальных эксплуатационных, переходных и аварийных режимах путем поддержания баланса паропроизводительности реактора и заданного давления в барабан-сепараторе (БС).

На АЭС с реакторами типа ВВЭР турбины участвует в первичном поддержании частоты в энергосистеме, а также в противоаварийном регулировании энергоузлов, поэтому очень важно обеспечение САРЗ режимов импульсной разгрузки и длительной разгрузки турбин.

Для всех САРЗ турбин действующих энергоблоков предъявляются повышенные требования по обеспечению требуемого качества электроэнергии, автоматизации, удобству эксплуатации, обслуживанию и надежности.

Современный подход к модернизации систем автоматического регулирования турбин подразумевает создание электрогидравлический систем регулирования (ЭГСР) с использованием электромеханических преобразователей (ЭМП). Применение ЭМП позволило ликвидировать промежуточный гидроусилитель, жестко соединив штоки ЭМП и отсечного золотника превратив их в единое звено контура регулирования, что обеспечило:

- необходимую нечувствительность по скорости вращения;
- повышение местной устойчивости регулирования, уменьшение колебаний отсечных золотников и сервомоторов и, как следствие — снижение пульсаций потока пара, повышение ресурса органов парораспределения, проточной части;
- уменьшение объёма работ по настройке гидравлической части;
- отсутствие влияния качества масла на процесс регулирования;
- снижения крутильных колебаний ротора и уменьшение циклических воздействия на ротор и лопатки турбины.

Решения на базе современной элементной базы САРЗ позволило гибко конфигурировать задавать необходимое поведение САРЗ как в режимах нормальной эксплуатации, так и в аварийных режимах.

Перспективы применения питательных насосов с турбоприводом на АЭС

Жингель В. И., ОАО «ВНИИАМ»; Солодченков Е.В., ОАО «РАПН»

Применение мощных питательных электронасосов (ПЭН) на АЭС привело к появлению ряда дополнительных вопросов, требующих решения. Это значительное увеличение мощности трансформаторов собственных нужд, увеличение числа высоковольтных коммутационных аппаратов и расширение КРУ-6кВ. Вследствие высоких пусковых токов агрегатов встал вопрос о переходе системы собственных нужд с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ, что ведет к значительному удорожанию проекта.

При использовании ПЭН достаточно сложно регулировать расходы питательной воды при работе основной турбины на различных уровнях мощности. Дросселирование расхода на питательных клапанах парогенератора приводит их быстрому износу, постоянным ремонтам и заменам. Возможно, конечно, применение системы автоматического регулирования частоты вращения электродвигателей, или гидромуфт, но их стоимость сопоставима, или превышает стоимость всего ПЭН. Кроме того использование для регулирования расходов ПЭН гидромуфт увеличивает затраты энергии на привод ПЭН.

Одной из причин, по которым было принято решение о применении в качестве привода питательных насосов электроприводов большой мощности, было значительное количество отказов и остановов блоков, связанных с работой узла питательных турбонасосов (ПТН). При подробном анализе отказов, проведенном ОАО «ВНИИАЭС», последствиями которых были снижение мощности или остановки энергоблоков выяснилось, что доля отказов непосредственно приводной турбины не превышает 10%. Основные отказы приходится на

основной и бустерный насосы, редуктор, гидромфту и трубопроводную арматуру. Основной причиной, по которой эксплуатационный персонал поддержал использование ПЭН, было уменьшение систем, требующих постоянного контроля и обслуживания. В частности, это система регулирования и смазки турбопривода, система циркуляционного водоснабжения, плохо работающие конденсаторы приводных турбин и система шариковой очистки конденсаторов.

Все это позволяет вернуться к вопросу использования в системе питательной воды новых энергоблоков АЭС ПТН нового поколения, имеющих более надежную конструкцию, лучшие весогабаритные и эксплуатационные характеристики. Все требования эксплуатации в части маневренности, простоты обслуживания, надежности и долговечности могут быть обеспечены при применении быстроходных ПТН новой конструкции. Предлагаемая конструкция двухвального насоса позволяет решить проблему высокооборотных насосов, параметры работы которых обеспечиваются одним рабочим колесом, с ротором, вращающимся в гидростатических опорах, воспринимающих как радиальные, так и осевые нагрузки. Минимальный вес ротора и «жесткие» гидростатические опоры позволяют создавать ротор с высокими ресурсными показателями (более 50000 ч). Данный принцип работы двухвального насоса дает возможность увеличить кавитационную быстроходность насоса до $C=8,000...10,000$, что позволяет создать турбопитательный высокооборотный насос на параметры ПТН 4000/80 с частотой вращения до $n=8000$ об/мин с ротором одноколесного исполнения без использования подпиточного насоса. Использование в качестве привода нового высокоскоростного питательного насоса турбопривода, позволит обеспечить плавное регулирование расхода питательной воды во всем рабочем диапазоне нагрузок.

Применение турбопривода позволяет значительно разгрузить и упростить систему электроснабжения собственных нужд АЭС. Появляется возможность использования менее мощных и дешевых трансформаторов собственных нужд, а также отказаться от значительного количества дорогостоящих высоковольтных коммутационных аппаратов. Значительно сокращается объем используемой кабельной продукции. Необходимо обратить серьезное внимание на вопрос реализации указанного направления в перспективных проектах АЭС. Это позволит не только обеспечить снижение затрат на сооружение и более надежную и экономичную эксплуатацию оборудования машинного зала АЭС, но также выйти на международный рынок с новыми, современными инновационными решениями.

Модернизация системы аварийного охлаждения реактора энергоблока 4 Ленинградской АЭС

Лавренов В.С., Ленинградская АЭС

Введение. Система аварийного охлаждения реактора РБМК предназначена для подачи воды в реактор при авариях, вызванных разгерметизацией трубопроводов и коллекторов КМПЦ, трубопроводов питательной воды и паропроводов, открытием и последующей непопадкой ГПК, а также для аварийной подпитки КМПЦ при нарушениях подачи питательной воды.

Недостатки существующей САОР. Имеют место следующие основные отступления от действующих нормативных документов:

- оборудование и трубопроводы не имели подтверждения их сейсмостойкости при МРЗ (максимальное расчетное землетрясение) 6 баллов по шкале MSK-64;
- каналы САОР нельзя считать полностью независимыми (для каждой половины реактора предусмотрен один коллектор САОР);
- САОР не отвечает принципу единичного отказа отдельных ее элементов;
- не обеспечивается автоматическое подключение МПЭН к РГК неаварийной половины при отказе всех АПН по общей причине;
- отсутствуют алгоритмы включения САОР при разрыве питательных трубопроводов и паропроводов вне помещений БС, а также при непопадке ГПК и нарушениях подачи питательной воды;
- отсутствуют устройства, обеспечивающие надежность работы САОР, основанные на пассивном принципе действия;
- не предусмотрено управление САОР с РЩУ (резервный щит управления).

Основные технические решения по модернизации САОР. Цель работы - модернизация САОР по канальному принципу построения системы с обеспечением потребной производительности и учетом принципа единичного отказа, внедрение алгоритмов включения и работы САОР, соответствующих современным требованиям к системам аварийного охлаждения реактора для блоков с реакторами типа РБМК.

САОР должна обеспечить подачу потребных расходов охлаждающей воды в активную зону реактора для предотвращения повреждения ТВЭЛов сверх установленных проектных пределов при исходных событиях пяти типов с наложением обесточивания СН энергоблока:

В проекте модернизации САОР учитывается особое внешнее воздействие - МРЗ с интенсивностью 6 баллов, инициирование БД САОР и ДР САОР от ключей дистанционного управления на БЩУ и РЩУ.

Применённое новое оборудование и новая арматура отвечает требованиям нормативных документов для АЭС.

При модернизации САОР были устранены основные отступления от требований действующих НД:

- подтверждена сейсмостойкость оборудования и трубопроводов при МРЗ 6 баллов по шкале MSK-64;
- схемное построение системы отвечает принципу единичного отказа;
- предусмотрено управление САОР с РЩУ;
- ДР САОР отвечает уточнённым требованиям Главного конструктора РУ по потребным расходам воды в аварийную половину КМПЦ (750 т/ч вместо 500 т/ч);
- алгоритм включения САОР соответствует современным требованиям.

Заключение

Модернизация САОР существенно повысит безопасность четвертого энергоблока Ленинградской АЭС за счёт работы системы при пяти типах аварий (при одновременном сейсмическом воздействии) вместо одного типа аварий для существующей САОР.

Устройство для проверки исправности и настройки предохранительных клапанов промышленного оборудования без необходимости создания внутреннего избыточного давления

Ларионов В.В., Гречишников П.Г., ОАО «ВНИИАМ»

Разработано Устройство, предназначенное для проверки исправности и настройки предохранительных клапанов без необходимости их снятия с мест установки и создания внутреннего избыточного давления рабочей (испытательной) среды.

Анализ конструкций отечественного и зарубежного оборудования и методов, нацеленных на выполнение данной задачи, показал, что устройство является наиболее эффективным и надежным средством, обеспечивающим безопасную проверку и настройку предохранительных клапанов.

Технический результат, полученный при использовании Устройства, подтверждает возможность регистрации во всех фазах открытия и закрытия предохранительного клапана, включая обратную посадку.

Принцип действия Устройства основан на принудительном открытии предохранительного клапана, без воздействия давления среды, с помощью приводов и специального приспособления с установленным датчиком, показания которого считываются блоком управления на

базе программируемого контроллера и передаются в персональный компьютер, входящий в состав Устройства.

Управление Устройством, анализ, обработка и регистрация полученных данных осуществляются с помощью компьютера, на котором устанавливается соответствующее программное обеспечение.

Уровень надежности и безопасности метода с применением данного Устройства подтверждается проведением длительных стендовых испытаний и результатами его внедрения на тепловых и атомных электростанциях.

Применение данного Устройства позволяет с большей достоверностью выполнять проверку работоспособности предохранительных клапанов, при этом не подвергая основное оборудование излишним нагрузкам от повышенного давления, что способствует увеличению остаточного ресурса оборудования в целом.

Опыт применения стационарных и переносных средств диагностирования системы автоматического регулирования и защиты турбин ТЭЦ и АЭС

Лукин В.А., ОАО «ВНИИАЭС»

Полноценное представление о фактическом техническом состоянии (ТС) оборудования может быть получено только на основе достоверной информации о характеризующих ТС параметрах на стационарных и переходных режимах, когда оборудование находится под воздействием всех эксплуатационных факторов (температуры, давления, вибрации, электрических параметров и др.). Эту возможность обеспечивает техническое диагностирование оборудования в режиме on-line, призванное оценить характер и скорости изменения диагностируемых параметров, обеспечить поиск места отказа или неисправности.

Именно поэтому эффективным средством обеспечения надежности турбоагрегатов является оперативное диагностирование ТС системы автоматического регулирования и защиты (САРЗ) применением переносных и встраиваемых (стационарных) компьютерных средств диагностирования. Такие программно-технические средства аналогового и цифрового типов разработаны и изготовлены ВНИИАЭС совместно с ООО «ПО Союзэнергосервис-М» (ответственный исполнитель Егупов С.А.) и находятся в эксплуатации с 1996 г на ряде тепловых электростанций и АЭС.

Одной из совместных разработок ОАО «ВНИИАЭС» и ООО ПО «Союзэнергосервис-М» является усовершенствованный стационарный программно-технический комплекс КДСР-1, установленный на

ТА-12 НВАЭС. Опытнo-промышленная эксплуатация комплекса в 2004 – 2009 годах подтвердила его высокую надежность и, несмотря на принятые решения и утвержденные планы их установки на остальных турбинах НВАЭС, остался в единственном экземпляре.

За этот же период на ТЭЦ-26 ОАО «Мосэнерго» введены в эксплуатацию **восемь** стационарных комплексов на турбинах Т-250/300-240 ОАО «ТМЗ» (44 контролируемых параметра), ПТ-80/90-130 ОАО «ЛМЗ» (35 контролируемых параметра) и приводной турбине Р-12 (11 контролируемых) питательных насосов ПТН-1100-350-24, а также переносные комплексы типа ЦСДР-2м на 38 регистрируемых параметра по заказу «Атомтехэнерго» и «Атомэнергоремонт».

Комплекс КДСР позволяет выявить все дефекты импеллера, регулятора скорости, сервомотора регулирующих клапанов высокого давления, блока золотников регулятора скорости, блока золотников регулятора безопасности, распределительного механизма, регулирующих клапанов и поворотных заслонок, автоматов безопасности.

КДСР обеспечивают непрерывный контроль с анализом предельных и допусковых параметров и регистрацию всех параметрических и функциональных изменений.

Применение стационарных комплексов позволяет:

- обеспечить необходимой информацией о фактическом ТС всех узлов САРЗ в межремонтный период, включая регистрацию нештатных ситуаций;
- сократить продолжительность контроля технического состояния САРЗ на остановленной турбине, на режиме холостого хода и под нагрузкой;
- значительно повысить точность и достоверность измерения, регистрации и анализа параметров и характеристик САРЗ, а также получения диагноза о фактическом состоянии САРЗ;
- выполнять контроль и регистрацию временных характеристик переходных процессов, статических характеристик на всех режимах, включая построение главной статической характеристики ТА, которые невозможно было провести без диагностики;
- выполнять специальные испытания при необходимости, например, сброс тепловой или электрической нагрузки;
- перейти от планово-предупредительного ремонта к ремонту САРЗ по фактическому техническому состоянию.

Особенности долгосрочного планирования работ по ПСЭ 4 блочной АЭС с учетом перехода на 18-месячный топливный цикл. Планируемый объем модернизации в рамках ПСЭ 1-го энергоблока Балаковской АЭС

Максимов Ю.А., Балаковская АЭС

Особые условия выполнения работ по ПСЭ 4-х блочной АЭС с учетом перехода на 18-месячный топливный цикл:

- Сокращение количества остановов на ремонт (с 5, 6 до 4 ремонтов) из-за увеличения длительности топливных циклов.
- Одновременное (в течение 4 лет) выполнение работ по ПСЭ на энергоблоках №1,2,3.
- Освоение значительных (более 7 млрд. руб.) годовых финансовых средств на ПСЭ энергоблоков.
- Отсутствие разработанной методической базы в соответствии требованиями «Программы материаловедческих работ по обоснованию и обеспечению прочности и ресурса действующих корпусов реакторов ВВЭР-1000 при ПСС до 60 лет», необходимой для обоснования ПСС корпусов реакторов энергоблоков №1-4 Балаковской АЭС.

Основные принципы и подходы к планированию в особых условиях:

- Разнесение в рамках года сроков проведения ППР между энергоблоками.
- Выполнение мероприятий инвестиционного проекта по ПСЭ “на ходу” (без длительных остановов на ремонт).
- Применение при ПСЭ поточной модернизации однотипного оборудования от блока к блоку.
- Выполнение на энергоблоках значительного объем работ по программам модернизации в предшествующие годы: устранение дефицитов безопасности, унифицированный комплексный подход при модернизации систем и оборудования, плановая замена оборудования, выработавшего ресурс.
- Выполнение работ по модернизации и замене оборудования при продлении срока эксплуатации энергоблоков Балаковской АЭС требует увеличения сроков проведения ремонтных компаний относительно типовых.

Вид ремонта	Типовой	Подготовка к ПСЭ
Средний	45 суток	60–70 суток
Капитальный	70 суток	100 суток

Необходимая общая продолжительность четырех остановов на ремонт с модернизацией в рамках ПСЭ энергоблока №1 Балаковской АЭС - 290 суток.

Исследование возможности замены шариковых расходомеров для воды на дифманометрические

Мартышов С.В., Ленинградская АЭС

Введение

Надежность системы измерения теплоносителя важна не только для безопасности реактора, но и по экономическим соображениям. При отказе расходомера прекращается работа данного канала до планово-предупредительного ремонта, а при отказе более чем 10 расходомеров в одном квадранте реактора осуществляется остановка реактора.

В области разработки и производства средств автоматизации технологических процессов на сегодняшний день достигнут очень высокий уровень. Это обусловлено тем бумом, который произошел в последние десятилетия в технических областях знаний. Наше время — это время информации. От ее достоверности и оперативности зависят прибыль и убытки, а зачастую и судьба предприятия.

Современный датчик должен не просто показывать измеряемое значение, он должен быстро сообщать о том, как протекает процесс, нет ли неполадок в системе, и в самом датчике. Требуется ли в ближайшее время обслуживание.

Шариковые расходомеры (ШАДР-32М)

В настоящее время на атомных станциях с реакторами РБМК-1000 для измерения поканального расхода теплоносителя используются шариковые расходомеры

(ШАДР-32М). Как показывает многолетний опыт эксплуатации шариковых расходомеров средняя наработка на отказ меньше времени, заявленного в эксплуатационных характеристиках. Частые выходы из строя, невозможность замены на работающем реакторе шариковых расходомеров приводят к снижению безопасности реактора, уменьшению межремонтных периодов, а значит и коэффициента использования установленной мощности энергоблоков с реакторами РБМК.

Одной из альтернатив шариковым расходомерам (ШАДР-32М) являются дифманометрические с датчиком Метран-22-АС-1.

Дифманометрические расходомеры (с датчиком Метран-22-АС-1).

Датчики давления серии Метран-22-АС-1 предназначены для непрерывного преобразования значения измеряемого параметра (абсолютного, избыточного давления, разрежения, давления-разрежения,

разности давлений) в унифицированный токовый сигнал в системах автоматического управления, контроля и регулирования технологических процессов на объектах атомной энергетики.

Сравнивая эксплуатационные характеристики двух представленных выше расходомеров можно прийти к выводу, что переход на дифманометрические расходомеры позволит сократить количество внеплановых ремонтов, надежность и точность системы измерения расхода теплоносителя в технологических каналах реактора.

Заключение

Замена шариковых расходомеров на дифманометрические позволит:

1. Повысить точность и надежность измерений.
2. Снизит дозовые нагрузки на ремонтный персонал, т.к. дифманометры будут располагаться в периодически обслуживаемых помещениях 2 категории.
3. Уменьшить издержки на ремонт и замену расходомеров.
4. Повысить коэффициент использования установленной мощности реактора.

Система комплексного диагностирования трубопроводной арматуры

Усанов Д.А., ОАО «Концерн Росэнергоатом»; Матвеев А.В., Финкель Б.М., Липатов И.А., Складников А.Ф., Морозов А. В., Жидков С.В., ЗАО «Дианпром»

Задача диагностирования трубопроводной арматуры является важной в силу многочисленности объектов контроля и сложности этих объектов, входящих в системы безопасности или влияющих на выработку электроэнергии, особенно при переходе на обслуживание оборудования АЭС по фактическому техническому состоянию.

Объекты для диагностирования и контроля разнородны по типам действия и конструкции, различаются по назначению - запорная, регулирующая, предохранительная и отсекая арматура; по типам привода - электроприводная, пневматическая, ручная.

Причинами отказов и возникновения дефектов может являться как естественный износ деталей в результате наработки и коррозионного износа, так и износ, спровоцированный неверной настройкой рабочих усилий, крутящих моментов, загрязнением или недостатками смазочного материала.

Основными направлениями контроля параметров арматуры является измерение электрических и механических параметров электропривода и ультразвуковой контроль протечек в затворе арматуры.

Контроль механических параметров в период приемки из ремонта и постоянный контроль электрических параметров позволяет оценить техническое состояние редуктора электропривода и внутрикорпусных деталей арматуры, но не позволяет определить величины и интенсивности протечек. Достоинства контроля электрических параметров в возможности автоматизации процессов сбора и первичного анализа полученных данных. Измерение данных может происходить без участия оператора при использовании встроенных систем.

Метод ультразвуковой локации позволяет наоборот оценить наличие и интенсивность протечки в затворе арматуры, но требует работы специалиста для проведения измерений. Анализ дискретных данных СВБУ позволяет производить контроль наработки циклов и контролировать неисправности в системах управления арматурой, а измерение крутящего момента при наладке позволяет избежать эксплуатации электроприводов с избыточными или недостаточными характеристиками.

Задача иметь полную информацию об объекте приводит к необходимости создания комплексной системы, в рамках которой сливаются разнородные источники данных, такая система обладает функциями, недоступными для локальных систем в отдельности, например - расчет остаточного ресурса на основании весовых коэффициентов или контроль крутящего момента электропривода в режиме работы энергоблока на мощности.

Таким образом, для определения достоверного технического состояния арматуры и привода предлагается использование комплексной системы, объединяющей и интегрирующей данные локальных систем — стационарной системы контроля электрических параметров, приборов крутящего момента, данных ультразвуковой локации и параметров СВБУ.

Метрологическое обеспечение модернизированных эталонов России: средства измерения температуры, теплопроводности и тепловых потоков

Никоненко В.А., ОАО НПП «Эталон»

Рассматривается созданный и внедренный в России комплекс современных эталонов, образцовых и рабочих средств измерений температуры, теплопроводности и тепловых потоков, обеспечивающих интеграцию в Международную систему единства измерений. Использованы материалы работы комиссии по приемке эталонов. Показано, что указанные приборы и оборудование соответствуют требованиям Государственных поверочных схем и позволяют полностью

осуществлять метрологическое обеспечение по этим видам измерений. Весь комплекс эталонов — и рабочие эталоны и, особенно, рабочие СИ — обновлен и конкурентоспособен.

Новыми, более точными средствами передачи размера единицы температуры являются:

- платино-палладиевые и золото-платиновые термодпары;
- меры температуры, в качестве которых используются как аппаратура для реализации температур фазовых переходов чистых веществ и различных эвтектических сплавов, так и калибраторы температуры, использующиеся прецизионные термометры в качестве носителей температурной шкалы;
- новые излучатели «черное тело» и эталонные пирометры, используемые для передачи размера единицы температуры в области радиационной термометрии.

За 15 лет создан инновационный комплекс средств воспроизведения единицы температуры, ее передачи, измерения, преобразования, регулирования в диапазоне температур $-200 \div 2500^{\circ}\text{C}$, это решает проблему метрологического обеспечения измерений температуры в нашей стране в настоящее время и в перспективе на 10-15 лет, обеспечивает передачу размера единицы температуры с необходимой точностью.

Государственный первичный эталон теплопроводности воспроизводит единицу и передаёт её размер в шести точках диапазона с помощью набора однозначных мер теплопроводности МТО и создан новый класс средств измерения — многозначная мера теплопроводности МТМ.

В качестве РСИ применяют многоканальный измеритель теплопроводности ИТ-2 для измерений теплопроводности твёрдых тел в диапазоне от 0,02 до 20 Вт/(м·К) при температуре от 90 до 1100 К.

Для обеспечения единства измерений плотности теплового потока используется установка УТМ-01, предназначенная для поверки датчиков теплового потока различных форм и размеров в диапазоне значений 50...2000 Вт/м² и соответствует государственному рабочему эталону.

Указанные приборы и оборудование соответствуют современным требованиям Государственных поверочных схем и позволяют полностью осуществлять метрологическое обеспечение по этим видам измерений, что обеспечивает успешную интеграцию в современную Международную систему единства измерений.

ОАО НПП «Эталон» на протяжении многих лет является поставщиком оборудования для предприятий, работающих в области атомной энергетики. Производим комплексные поставки средств измерений температуры в диапазоне (минус) 200...+2500[°]C. За 2009 и 2010 гг. поставлено оборудования на сумму более 23 млн. руб. Мы заинтересованы

в сотрудничестве в плане продвижения оборудования нашего производства, так и в разработке новых, перспективных средств измерений, в том числе импортозамещающих.

Принципы построения системы комплексного диагностирования реакторных установок ВВЭР

Аркадов Г.В., ОАО «ВНИИАЭС»; Павелко В.И., Финкель Б.М., ЗАО «Дианпром»

Система комплексного диагностирования (СКД) представляет собой программно-технический комплекс, интегрирующий с помощью локальных вычислительных сетей функционально законченные локальные системы диагностирования (ЛСД). СКД является верхним уровнем по отношению к ЛСД, анализирующим также штатные сигналы АСУ ТП для получения дополнительной диагностической информации, распределенной по разным источникам. Централизованная таким образом диагностическая информация сосредоточена на одном рабочем месте для решения задач комплексного диагностирования оборудования РУ.

СКД, как многозадачная система, функционирует в следующих основных режимах:

- автоматическое диагностирование в непрерывном режиме (on-line);
- автоматизированное диагностирование для анализа архивных данных, накопленных разными ЛСД и ПТК (выполнение рутинных периодических процедур или «прогон» периодически исполняемых процедур по новым измеренным данным в режиме off-line);
- «ручная» обработка информации с помощью программно-методического сервиса (поддержка станционного диагностического персонала при самостоятельной интерпретации новых диагностических событий, полученных ЛСД);
- информационный обмен с удаленными экспертами в автоматическом и ручном режиме (рутинный, постоянно производимый автоматический обмен информацией по согласованным протоколам, а также экстренный обмен информацией по факту возникновения нового диагностического события).

СКД, функционирующая на одном блоке, без изменения идеологии построения, расширяется, конфигурируется по новым входным потокам информации с каждого блока и устанавливается как СКД АЭС, и далее по такой же логике расширяется и устанавливается в качестве СКД отраслевого центра диагностики. Общие вычислительные части СКД всех уровней должны быть тождественными друг другу и иметь

единый интерфейс, настраиваемый в зависимости от конкретных типов систем.

Информация с разных блоков АЭС не может передаваться в виде простого объединения данных первичных измерений (т.е. без сжатия), но и не может быть сжата до уровня бинарной альтернативы. Компромисс состоит в том, что заранее оговаривается протокол рутинной, сжатой, периодически передаваемой «снизу-вверх» информации. С другой стороны, измерительная информация запрашивается по обратным связям «сверху-вниз» (кроме тех случаев, когда она поступает в автоматическом режиме по факту превышения диагностических порогов).

Если по прямым путям соблюдается строгая трехуровневая иерархия (блок — станция — отраслевой центр), то обратные связи строятся для исполнения следующих основных функций:

- доставка экспертных заключений на нижние уровни;
- доставка новых диагностических, программно-методических решений на нижние уровни по конкретной ЛСД;
- запрос иных, не предусмотренных протоколом данных.

Опыт продления срока эксплуатации блока атомной станции

Павлов А.М., Ленинградская АЭС

В 1997 г. в связи с отставанием ввода замещающих электрогенерирующих мощностей и в целях обеспечения энергетической безопасности выпущен приказ Министра Российской Федерации по атомной энергии №744 от 12.11.97г. «Об организации работ по продлению срока службы энергоблоков АЭС с реакторными установками РБМК-1000» и принято решение «О начале работ по обоснованию возможности продления проектного срока службы энергоблоков с реакторами РБМК-1000 Ленинградской АЭС», утвержденное Министром Российской Федерации по атомной энергии 21.11.97г.

В самом общем виде для продления срока эксплуатации блока АС необходимо:

- Выполнить комплексное обследование блока, включая анализ возможности хранения отработанного топлива;
- Выполнить оценку безопасности блока с определением дефицитов безопасности и путей уменьшения их влияния;
- Разработать программу подготовки блока к продлению срока эксплуатации;
- Выполнить необходимую модернизацию систем блока;
- Произвести замену оборудования с выработанным ресурсом;
- Выполнить комплекс работ по продлению срока службы оборудования;
- Разработать отчет по углублённой оценке безопасности блока;

Коллективом Ленинградской АЭС совместно с ведущими Российскими научно-исследовательскими и проектными институтами, конструкторскими организациями и производственными предприятиями, занимающимися проблемами безопасной эксплуатации атомных электростанций, выполнен большой комплекс исследовательских, проектно-изыскательских, конструкторских и строительно-монтажных работ по приведению оборудования и систем энергоблоков к соответствию современным требованиям по безопасности (включая анализ принятых проектных решений и опыта эксплуатации, разработку моделей ВАБ и ДАБ, отчёта по УОБ, проведение широко-масштабной модернизации и замены оборудования, обследование технического состояния оборудования и трубопроводов, расчётные оценки и подтверждение остаточного ресурса элементов блока, разработку обоснований продления срока службы).

Полученный специалистами Ленинградской АЭС опыт в работах по продлению сроков службы оборудования позволяет эффективно управлять ресурсом оборудования на запроектном сроке эксплуатации и поддерживать достаточный уровень безопасности атомных энергоблоков.

В то же время необходимо развитие методов управления ресурсом оборудования и на стадии проектирования и эксплуатации новых блоков.

Результатом работ является обоснование продления срока эксплуатации энергоблоков №№ 1 и 2 Ленинградской АЭС на 15 лет, энергоблока № 3 — на 20 лет. В настоящее время проводится аналогичная работа на энергоблоке № 4, имеются все предпосылки для успешного обоснования продления его срока эксплуатации на 20 лет.

Проблема теплового контакта в реакторной термометрии

*Приймак С.В., Васильева Н.Л., Кичигин А.Б., Конотопов А.Н.,
Олейников П.П., Усачев В.Б., ФГУП «НИИ НПО «ЛУЧ»*

Работа выполнена в рамках научно-технической поддержки эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР.

Современное развитие ядерной энергетики все в большей степени характеризуется совершенствованием контрольных и диагностических систем обеспечения экономичной и безопасной работы ядерных реакторов АЭС. Эти системы должны в реальном времени фиксировать важные параметры реакторной установки.

Одним из основных параметров энергоблока является температура теплоносителя на выходе из кассет. Допустимая погрешность её измерений — 1 К. Однако сегодня, при наличии совершенных контактных

термопреобразователей и вторичных приборов, нерешенной проблемой в достижении требуемой точности измерений остается адекватный учет качества теплового контакта между чувствительным элементом термодатчика и термометрируемым объектом.

В докладе отражены:

1. Теоретические основы анализа неопределенностей реакторной термометрии; показано, что в расчетные модели температурных погрешностей с необходимостью входит показатель тепловой инерции термодатчика в измерительной позиции.

2. Основные характеристики измерителя инерционности термопар, результаты его лабораторных и стендовых испытаний.

В перспективе такое устройство рекомендуется в качестве элемента подсистемы on-line мониторинга и неразрушающего контроля термоэлектрических преобразователей в условиях эксплуатации. Его применение обеспечит улучшение таких определяющих характеристик системы термоконтроля, как:

- точность и надежность;
- информативность в маневренных режимах, включая точное знание запаса до кризиса теплообмена как условия безопасного управления режимом энергоблока, снижения риска ошибок в результате регулирующих воздействий.

Оптимизация водно-химического режима систем охлаждения конденсаторов турбин

Репин Д.А., Кукушкин А.Н., ОАО «ВНИИАМ»; Петрова Т.И., МЭИ (ТУ)

В настоящее время на АЭС используются системы охлаждения с прудами-охладителями и отсутствием продувки. В результате испарения воды в процессе охлаждения происходит многократное концентрирование примесей в охлаждающей воде данных систем. Это приводит к образованию накипи на поверхности конденсаторных трубок, что ведет к снижению интенсивности теплообмена. Вторым следствием концентрирования солей является создание коррозионно-агрессивной среды, коррозия конденсаторных трубок и их выход из строя.

Для коррекции водно-химических режимов систем охлаждения традиционно используются химические реагенты — антинакипины и ингибиторы коррозии. Однако, учитывая огромные расходы охлаждающей воды, высокую стоимость и низкие ПДК данных реагентов их использование на АЭС нецелесообразно.

Коллективом авторов ОАО «ВНИИАМ» и МЭИ (ТУ) был разработан способ, позволяющий модифицировать поверхность конденсатора

со стороны охлаждающей воды пленкообразующим амином октадecil-амин, в результате удается значительно снизить скорость коррозии и образования отложений поверхностей конденсаторных трубок со стороны охлаждающей воды. Данный способ обладает следующими преимуществами:

1. Нет необходимости в постоянном дозировании в тракт дорогостоящих химических реагентов;
2. Продувочные воды системы охлаждения не содержат ингибиторов, ПДК на которые, как правило, невелики.
3. Поверхность защищена не только во время работы оборудования, но и во время простоев.

Результаты опытно-промышленных испытаний данного метода на ТЭЦ-8 и ТЭЦ-22 приведены в таблице.

Скорость образования отложений и коррозии латуни Л 68 в воде систем охлаждения ТЭЦ-8 и ТЭЦ-22

Показатель	ТЭЦ-8		ТЭЦ-22	
	Образцы без обработки	Образцы, обработанные ОДА	Образцы без обработки	Образцы, обработанные ОДА
Скорость образования отложений, мг/м ² *ч	1,93	0,59	56,0	28,0
Скорость коррозии, мг/м ² *ч	4,38	1,46	0,86	0,62

В рамках договора с ТЭЦ-22 ОАО «Мосэнерго» была разработана схема и методика проведения обработки конденсатора турбины Т-100 со стороны охлаждающей воды.

Расчет экономической эффективности данного способа для турбины Т-250 показал, что капитальные затраты на его проведение составляют 4.175.000 руб., годовая экономия — 5.094.000 руб., а период окупаемости — менее 10 месяцев.

Датчики давления ТЖИУ406-М100-АС для применения на АЭС *Загузов В.С.*

ФГУП «ВНИИА» является предприятием, входящим в состав Государственной Корпорации «Росэнергоатом».

Одним из ведущих направлений деятельности ВНИИА является разработка и серийное изготовление датчиков давления жидкостей и газов (абсолютного, избыточного давления, разрежения, давления

разрежения, разности давлений), объединенных единым обозначением ТЖИУ406.

Указанные датчики и сигнализаторы предназначены для использования в системах автоматического управления, контроля и регулирования технологических процессов различных отраслей промышленности, в том числе, для применения во взрывоопасных производствах нефтяной и газовой промышленности, а также на объектах атомной энергетики.

Датчики давления ТЖИУ406 были разработаны по заказу ОАО «Газпром» и серийно изготавливаются во ВНИИА с 1994 года. Основной областью применения датчиков давления производства ВНИИА до 2006 года были предприятия нефтегазового комплекса (ООО «Севергазпром», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Волгоград», ООО «Газпром трансгаз Самара», АК «Транснефть» ...) За это время были поставлены и успешно эксплуатируются около 100 тысяч датчиков давления типа ТЖИУ406. Применение датчиков в жестких условиях эксплуатации с постоянным перепадом температур, воздействием перегрузочных давлений и электромагнитных помех, включая грозовые разряды.

- диапазон измеряемых давлений от 0,06 кПа до 100 МПа,
- основная погрешность до $\pm 0,1\%$,
- диапазон рабочих температур от -60 до $+80^{\circ}\text{C}$,
- применение титановых сплавов в конструкции датчиков, что позволяет работать с агрессивными жидкостями и морской водой, климатическое исполнение — от умеренно холодного до тропического морского, высокая надежность и долговременная стабильность: средняя наработка на отказ, рассчитанная по эксплуатационным данным, составляет более 3 млн. часов, вероятность безотказной работы — не менее 0,998, назначенный срок службы не менее 15 лет.

Нашими датчиками комплектуются газоперекачивающие агрегаты и энергетические установки ОАО «Пермский моторный завод», ОАО «Сатурн» и ряда других заводов-производителей нефтегазового оборудования. Датчики ТЖИУ406 АС являются модернизированной модификацией датчиков ТЖИУ406. В 2008 г. они успешно прошли опытную эксплуатацию на энергоблоке №3 Калининской АЭС. В результате усовершенствования существующих датчиков разработана модификация датчика давления, которая сохраняет или превосходит все подтвержденные эксплуатацией метрологические и надежность-ные характеристики при дополнении новыми возможностями по управлению и цифровому обмену данными по аналоговой линии связи (HART_протокол) или по протоколу MODBUS RTU с линией связи по RS485. В результате работ по совершенствованию датчика давления ТЖИУ406 была создана его модификация ТЖИУ406_М100.

В указанной модификации реализована схема обработки выходного цифрового сигнала, содержащая программируемые гасители пульсации измеряемого давления, встроенные жидкокристаллический индикатор преобразуемого давления и фильтр подавления помех в выходном сигнале, микропроцессорная коррекция составляющих погрешности преобразования. Обеспечена взрывозащита датчика вида «взрывонепроницаемая оболочка». Модернизирована схема грозозащиты, которая имеет двухступенчатую структуру, состоящую из искровых разрядников и полупроводниковых импульсных ограничителей напряжения. Грозозащита обеспечивается отдельным блоком, что значительно упрощает ремонт датчика и позволяет варьировать комплектацию датчика для различных условий эксплуатации. Во время испытаний датчики ТЖИУ406_АС показали наилучшую совместимость с аппаратурой низовой автоматики ТПТС разработки и производства ВНИИА.

В 2008 г. датчики давления ТЖИУ406_М100 и ТЖИУ406_М100_АС успешно прошли сертификацию на соответствие всем требованиям для поставок на АЭС и на предприятия нефтегазового комплекса, а также занесены в Реестр ОАО «АК Транснефть».

При разработке этих датчиков были учтены все рекомендации эксплуатирующих организаций, а также рекомендации, полученные при испытаниях во ВНИИА и в испытательных центрах при прохождении сертификации.

В начале 2009 г. во ВНИИА начато серийное производство датчиков давления ТЖИУ406_М100 для поставки на предприятия ОАО «Газпром», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Санкт Петербург» и др.

Устойчивое экономическое положение нашего института, высокопрофессиональный коллектив, более чем полувековой успешный опыт решения сложных наукоемких задач делает ВНИИ автоматики им. Н.Л. Духова надежным поставщиком каждого из вышеперечисленных видов приборов. Мы смотрим в будущее с оптимизмом и уверены, что наша продукция станет залогом успешного развития не только для нас, но и для наших партнеров.

Оценка влияния арматуры на безопасность функционирования систем АС

Ширяев В.В., Мочалова Л.Г., ЗАО «НПФ «ЦКБА»;
Осокин М.Н., ОАО «Атомэнергoproject»

В нормативных документах Ростехнадзора (ОТТ-87/99, НП-068), а также ТЗ и ТУ приводится номенклатура и количественные значения

показателей надежности применительно к арматуре, эксплуатируемой в системах АС. Необходимо понимать, что данные значения ВБР устанавливаются в КД, но подтверждаются только расчетным путем.

На арматуру, эксплуатируемую в системах АЭС, устанавливаются показатели надежности:

- по долговечности (средний ресурс, средний срок службы);
- по безотказности (вероятность безотказной работы (ВБР), средняя наработка на отказ). Рассмотрим показатель надежности (безотказности).

Согласно ОТТ-87/99, НП-068 устанавливаются численные значения ВБР арматуры от 0,95 до 0,98 - для систем нормальной эксплуатации; от 0,995 до 0,998 для систем безопасности.

Во всех программах-методиках испытаний при разработке арматуры включаются испытания в объеме назначенного ресурса (среднего ресурса) на 2-х образцах. Ни о каком подтверждении ВБР речь не может идти.

Понятно, что указанные в КД количественные значения ВБР носят теоретический характер. И, как правило, ВБР устанавливается на все типы арматуры без разграничения класса безопасности, места установки в системе, параметров эксплуатации, среды. В одной системе могут эксплуатироваться несколько типоразмеров клапанов запорных, задвижек, ...

Они могут иметь одинаковые показатели ВБР, но влияние конкретного отказа конкретного изделия различно, следовательно, и значение ВБР должно быть различно, а не усреднено.

В настоящее время в атомной отрасли отсутствует нормативный документ, который позволяет количественно определить действительное влияние каждого конкретного оборудования (арматуры) на степень безопасности функционирования системы в целом.

Следует отметить, что вероятностный анализ безопасности (ВАБ) АС включает те же теоретические значения ВБР арматуры, которые приведены в ТУ.

Для повышения достоверности и учета особенностей конструкции конкретного оборудования появляется ряд стандартов (стандарты серии FEMA), а в России - стандарты серии менеджмент риска, которые позволяют решать задачи по оценке степени влияния оборудования (арматуры) на безопасность функционирования систем АЭС, без привязки к вероятностным показателям.

В данном случае речь идет о стандартах:

ГОСТ 27.310-95 «Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов»;

ГОСТ Р 51901.12-2007 «Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов»;

ГОСТ Р 51901.13-2005 «Менеджмент риска. Анализ дерева неисправностей».

Данные стандарты описывают подходы к анализу видов и последствий отказов и предлагают методы для выполнения расчетов критичности отказов на основе ранжирования.

Для проведения количественной оценки используется математический аппарат алгебры логики, где значимость каждого события определяется по его «весу».

Таким образом, применение указанных методов позволяет количественно (в виде «весов» и рангов событий) оценить критичность отказов арматуры без информации о вероятности отказов арматуры.

В результате работы появляется возможность определить только ту арматуру, которая реально оказывает наибольшее влияние на безопасность функционирования системы (РУ...).

Данные работы были проведены ЗАО «НПФ «ЦКБА» применительно к арматуре 1,2,3 контуров ЯЭУ АПЛ.

Результаты работ показали, что из всей арматуры, установленной в системах ЯЭУ, на безопасность их функционирования влияет 1% изделий.

Следовательно, появляется возможность, а точнее необходимость:

- внедрения средств диагностирования с привязкой к номенклатуре арматуры, подлежащей обязательному диагностированию;
- пересмотру периодичности контроля арматуры;
- пересмотру регламентов технического обслуживания и ремонта;
- пересмотру инструкций по эксплуатации систем АЭС.

Модернизация паровых турбин для АЭС типа К-500-65/3000 производства ОАО «ТУРБОАТОМ»

Швецов В.Л., ОАО «Турбоатом»

ОАО «Турбоатом» является известным производителем влажнопаровых турбин для атомной энергетики. Номенклатура изготавливаемых турбин включает и агрегаты единичной мощностью 500 МВт. Сегодня на АЭС находятся в эксплуатации 22 турбины типа К-500-65/3000 на Ленинградской, Курской и Смоленской АЭС.

В последние годы ОАО «Турбоатом» наряду с выпуском новых турбин активно работает в области модернизации ранее поставленных турбин как для тепловой, так и для атомной энергетики, которые отработали свой проектный срок службы.

Целями модернизации является повышение эффективности работы (мощности и экономичности), надежности, и как следствие, за

счет внедрения новых узлов, возможность продления срока службы и увеличение межремонтного периода.

В конце 90-х, начале 2000-х годов выполнены проектные работы, изготовлено и поставлено необходимое оборудование, осуществлен ввод в эксплуатацию и подтверждены гарантии модернизированных турбин типа К-220-44 различных модификаций на АЭС «Ловииса», АЭС «Пакш», Кольской АЭС и Ровенской АЭС.

В настоящее время ОАО «Турбоатом» выполняет реализацию проекта модернизации турбин К-500-65/3000. Для трех российских АЭС (Ленинградской, Курской, Смоленской) поставляется оборудование для модернизации проточных частей ЦНД (замена 4-х и 5-х ступеней). Работы выполнены на 6-ти турбинах КуАЭС, 3-х турбинах ЛАЭС и 1-й турбине СмаЭС. В цехах завода ведется изготовление узлов модернизации для последующих турбин.

Разработаны различные варианты модернизации турбоустановок, в т.ч. с использованием имеющихся роторов и обойм ЦНД.

Модернизация 4-х и 5-х ступеней ЦНД т. К-500-65/3000 выполняется исходя из условия сохранения наружных корпусов и обойм ЦНД-1, ЦНД-2, ЦНД-3 и ЦНД-4, а также валов роторов этих цилиндров.

Для выполнения модернизации турбины по данному варианту необходимо новое облопачивание 4-х и 5-х ступеней ЦНД-1, 2, 3, 4, а также новые диафрагмы 4-х и 5-х ступеней этих цилиндров. При модернизации турбины по данному варианту облопачивание и диафрагмы 1...3 ступеней ЦНД-1, 2, 3, 4 остаются без изменения (немодернизированные).

Основой модернизации является применение в проточной части ЦНД рабочей лопатки последней ступени длиной 1030 мм взамен лопатки 850 мм. При этом площадь одного выхлопа увеличивается с 6,3 м² до 8,2 м², что существенно снижает потери на выхлопе турбины.

Гарантийное повышение мощности при выполнении модернизации на одной турбине К-500-65/3000 составляет 16 МВт. Модернизация всего парка турбин К-500-65/3000 на Ленинградской, Курской и Смоленской АЭС позволит получить прирост мощности 336 МВт.

История и современное состояние разработки процедуры VERLIFE (проект МАГАТЭ и ЕС) для оценки срока службы ключевых компонентов АЭС

Иржи Ждярек (ИЖ), Милан Брумовски (МБ), Институт Ядерных Исследований Ржеж АО, 250 68 Ржеж, Чешская Республика

VERLIFE – „Unified Procedure for Lifetime Assessment of Components and Piping in WWER NPPs during Operation“ (VERLIFE – “ЕДИНАЯ

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ДОЛГОВЕЧНОСТИ КОМПОНЕНТОВ И ТРУБОПРОВОДОВ АЭС ТИПА ВВЭР В ТЕЧЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ“) была разработана в рамках 5-ой Европейской программы развития в 2003 г. и позднее дополнена в рамках 6-ой Европейской программы „COVERS – Safety of WWER NPPs“ (“COVERS – Безопасность АЭС типа ВВЭР” в 2008 г.)

Эта Методика заполнила пробел в оригинальных советских/ российских Правилах и Нормах для реакторов типа ВВЭР, так как эти Правила и Нормы были разработаны только для проектирования и изготовления, и их последняя ревизия была проведена только в 1989 г.

Методика VERLIFE основана на этих русских правилах и нормах, но она включает в себя также результаты новых исследований, прежде всего в механике разрушения, а также некоторые принципиальные подходы, применяемые для реакторов типа PWR.

Для того, чтобы Методика VERLIFE оставалась живым документом, в 2009 г. был открыт новый трехлетний проект МАГАТЭ (в тесном сотрудничестве с еще одним проектом 6-ой Европейской программы - “NULIFE – Plant Life Management of NPPs” (“NULIFE – Управление сроком службы АЭС”)).

В рамках данного проекта производится подготовка дополнений/ улучшений Методики VERLIFE, с одновременным включением следующих процедур:

- Течь перед разрушением для реакторов ВВЭР
- Зона без разрушения трубопроводов реакторов типа ВВЭР
- Оценка долговечности внутренних устройств реакторов типа ВВЭР
Вероятностный подход для оценки разрушения и долговечности корпуса реактора и трубопроводов реакторов типа ВВЭР (включая риск-информированные эксплуатационные инспекции)
- Квалификация неразрушающих методов контроля опоры компонентов и трубопроводов реакторов типа ВВЭР
- Мониторинг и оценка эрозионного и коррозионного повреждения трубопроводов типа ВВЭР.

Итоговый документ, после его согласования группой экспертов МАГАТЭ и NULIFE, будет издан как “IAEA/ NULIFE Guidelines for Integrity and Lifetime Assessment of Components and Piping in WWER NPPs during Operation” (“Руководство МАГАТЭ/ NULIFE для оценки целостности и долговечности компонентов и трубопроводов АЭС типа ВВЭР в течение эксплуатации“).

В статье представлены основные принципы и планы на будущее.

History and present state of the VERLIFE procedure development (project IAEA and EU) for the assessment of the NPPs key components lifetime

Jiri Zdarek (JZ), Milan Brumovsky (MB), Nuclear Research Institute Rez plc, 250 68 Rez, Czech Republic

VERLIFE – „Unified Procedure for Lifetime Assessment of Components and Piping in WWER NPPs during Operation“ was developed within the 5th Framework Programme of the European Union in 2003 and later upgraded within the 6th Framework Programme „COVERS – Safety of WWER NPPs“ of the European Union in 2008.

This Procedure has to fill the gap in original Soviet/ Russian Codes and Rules for WWER type NPPs, as these codes were developed only for design and manufacture and were not changed since their second edition in 1989.

VERLIFE Procedure is based on these Russian codes but incorporates also new developments in research, mainly in fracture mechanics, and also some principal approaches used in PWR codes.

To assure that VERLIFE Procedure will remain a living document, new 3-years IAEA project (in close co-operation with another project 6th Framework Programme of the European Union “NULIFE – Plant Life Management of NPPs”) has started in 2009.

Within this project, upgrading/ updating of the VERLIFE procedure is prepared together with the extension by (at least) following procedures:

- Leak-before-break concept for WWER NPPs
- No-Break-Area Assessment Procedure for WWER Piping
- Lifetime of reactor pressure vessel internals
- Probabilistic approach for failure and lifetime assessment of WWER reactor pressure vessels and primary piping (including Risk-informed ISI)
- Qualification of NDT procedures
- Supports of components and piping
- Monitoring and evaluation of erosion-corrosion damage in piping

Final document, after its approval by expert groups of the IAEA and NULIFE, will be issued as “IAEA/ NULIFE Guidelines for Integrity and Lifetime Assessment of Components and Piping in WWER NPPs”.

The paper will describe these main principles and also future plans.

Участие компании «ИБЕРДРОЛА» в реконструкции и модернизации АЭС мира

Хоакин Суарес, Проектно-строительное отделение компании «ИБЕРДРОЛА» (Испания)

Компания «ИБЕРДРОЛА» выполнила ряд работ по реконструкции и модернизации различных АЭС мира. Так, на АЭС «Кофрентес» (Испания) было модернизировано несколько систем в целях повышения ее мощности до уровня 112% номинальной. На 1 блоке АЭС «Ангра» (Бразилия) были заменены парогенераторы. Была проведена модернизация 1 и 2 блоков АЭС «Лагуна Верде» (Мексика) для повышения мощности до 120% от проектного значения. На 5 блоке Нововоронежской АЭС (Россия) ведется углубленный анализ работы неядерного оборудования с целью определения «слабых мест» и их последующего устранения для повышения мощности. Успешно заменен главный конденсатор и два СПП на АЭС «Богуннице V2» в Словакии.

«ИБЕРДРОЛА» является владельцем и эксплуатирующей организацией АЭС «Кофрентес» с кипящим реактором BWR-6 конструкции «Дженерал Электрик». На этой станции были реализованы три подхода к повышению мощности:

Повышение мощности для продления срока службы установки. Увеличение лицензированной мощности путем обоснования возможности безопасной эксплуатации блока на новом уровне мощности.

Повышение точности измерений. Увеличение энерговыработки благодаря применению более точной контрольно-измерительной аппаратуры, позволяющей отказаться от необоснованного чрезмерного консерватизма при расчете мощности.

Повышение теплового КПД. Увеличение выходной мощности благодаря модернизации оборудования и повышению КПД системы (контроль нейтронного потока, турбина высокого давления, система технической воды, главный конденсатор и др.).

1 блок бразильской АЭС «Ангра» оборудован двухпетлевой реакторной установкой PWR конструкции «Вестингауз» мощностью 632 МВт(эл.). «ИБЕРДРОЛА» (совместно с «Вестингауз») участвовала во всех этапах замены парогенераторов на этом блоке, начиная с разработки проекта, которая включала детальный анализ пакета изменений, которые необходимо было внести в конструкцию установки, закупку материалов и оборудования, заключение контрактов с различными исполнителями, и заканчивая оказанием поддержки в получении лицензии и планировании работ с учетом принципа ALARA.

АЭС «Богунине V2» оснащена реактором ВВЭР-440. В 2008 г. «ИБЕРДРОЛА» начала там замену четырех сепараторов-пароперегревателей (СПП), которая осуществлялась в два этапа. В исходном проекте СПП представлял собой вертикально установленный цилиндр с фланцами, состоящий из двух частей. Вверху находился сепаратор влаги, внизу — подогреватель. 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 уделено схеме производства монтажных работ.

То же самое было сделано и при замене пучка труб главного конденсатора, которая осуществлялась с целью повышения мощности каждого из двух турбогенераторов. В объем работ входила разработка проекта пучков труб, закупка и изготовление вспомогательного оборудования.

1 и 2 блоки АЭС «Лагуна Верде» с двумя BWR конструкции «Дженерал Электрик» принадлежат бразильской Федеральной комиссии по электроэнергетике. Целью проекта повышения мощности для продления срока службы установки является обеспечение эксплуатации блока на уровне тепловой мощности 120% от проектного значения, а также реконструкция и модернизация систем и оборудования для обеспечения возможности продления срока службы блока до 60 лет. В число наиболее значительных модификаций вошли модернизация турбоустановки (включая турбину, генератор и вспомогательные системы); установка нового крана в машзале; замена СПП; модернизация главного конденсатора; замена главных трансформаторов и разделенных изолированных шин и др.

5 блок Нововоронежской АЭС. Был выполнен анализ кпд, начиная со сбора проектных данных и определения проектных условий работы установки. С помощью этой информации была проанализирована схема второго контура. Параллельно осуществлялся сбор текущих показаний контрольно-измерительной аппаратуры. Целью работы было определение эксплуатационных отклонений, приводящих к потерям кпд, и оценка путей повышения кпд за счет модификации и /или замены определенного оборудования.

IBERDROLA involvement in rehabilitation and modernization of nuclear power stations worldwide

Joaquin Suarez, IBERDROLA Engineering and Construction (Spain)

In Cofrentes NPP (Spain) systems were modernized for achieving a 112% power up-rate. In Angra 1 NPP (Brazil) IBERDROLA has replaced the Steam Generators. In Laguna Verde 1&2 NPP (Mexico) two units have been

modernized for improving the power until 120%. In Novovoronezh 5 NPP (Russian Fed.) a deep study of the BOP is being developed in order to detect and correct the low efficiency performances and gain power. In Bohunice V2 NPP (Slovakian Rep.) the Main Condenser and a pair of MSRs has been successfully replaced by IBERDROLA.

Cofrentes NPP is a General Electric BWR-6 plant owned and operated by IBERDROLA. Three different approaches for power up-rate were implemented:

Extended Power Uprate (EPU). Increase licensing power by justifying that the new one is feasible.

Measurement Uncertainty Reduction (MUR). Increase power generation by using more accurate instrumentation, which avoid useless extra-conservatism to be considered in power calculation.

Efficiency Improvement (EI). Increase power output by improving equipment and system efficiency (Neutron Monitoring, High Pressure Turbine, Essential Service Water, Main Condenser, ...).

Angra 1 NPP is a Brazilian plant, PWR-Westinghouse reactor with two loops and 632 MWe. IBERDROLA (in Consortium with Westinghouse) participated in all phases of the Steam Generators replacement Project, from design engineering by elaborating corresponding DCP (Design Change Package) of works to be performed, purchasing the equipment and materials, subcontracting of different companies, supporting in license, planning and ALARA.

Bohunice V2 NPP is a VVER 440 design. In 2008 IBERDROLA started the project of replacing 4 MSR in 2 phases. The original design is a flanged two pieces cylindrical design working in vertical position. The upper part is the Moisture Separator and the lower is the Reheater. In order to design the maneuver in a suitable way, a virtual 3D model of the Turbine Hall was implemented. It was performed a laser scanning of the whole hall, putting more detail to the rigging course.

Similar experience occurred with the Substitution of Main Condenser bundles; the objective was to increment the power for each of two turbo-generators. The scope of the project was tubes bundles design, procurement and fabrication of ancillary components.

Laguna Verde 1&2 NPP are two General Electric BWRs owned by Comisión Federal de Electricidad. The objective of the Extended Power Uprate (EPU) project is the operation of the plant to 120% of its original thermal power, renewing and upgrading their facilities to enable an extension of the operation of the plant to life a period of 60 years. The most significant modifications in the scope are: Turbo-group retrofit (including turbine, generator and auxiliary systems); installation of new turbine building crane; replacing the MSRs; retrofit of main condenser; replacing the main transformers and the isolated phase bus, etc.

Novovoronezh 5 NPP. An Efficiency Study was developed, starting with design data collection and definition of Plant design conditions. With this information, a Balance of Plant of secondary loop was elaborated. In parallel, data collection from the current installed instrumentation, was performed. The objective of this study is to detect deviations in the operation that produces efficiency losses, and evaluation of improvements solutions that could be reached with modification and/or replacement of some Plant components.

Системы диагностики АЭС в Республике Чехия. Концепция Отраслевой системы диагностики, разработанной для Росэнергоатома в рамках проекта TACIS R2.01/05

Йиржи Садилек, ČEZ, a.s.; Иво Брхлик, Ян Фрелих, TES s.r.o., Чехия

В Чехии в коммерческой эксплуатации находятся две атомные электростанции, владельцем и эксплуатирующей организацией которых является ČEZ, a.s. (Чешская Энергетическая Компания). Более старая из них, АЭС Дукованы, имеет 4 реактора типа ВВЭР-440, модель В213, которые были введены в эксплуатацию в период 1985 – 1987 гг. и с тех пор прошли модернизацию. Более современная, АЭС Темелин, имеет 2 реактора ВВЭР-1000, модель В320, введенные в эксплуатацию в 2000 – 2002 гг.

Обе АЭС оборудованы диагностическими системами мониторинга вибраций крупногабаритных вращающихся механизмов и вибраций внутриреакторных элементов. Системы также обеспечивают мониторинг незакрепленных частей в первом контуре и определение остаточного ресурса трубопроводов.

В дополнение к вышеупомянутым системам мониторинга АЭС Темелин была оснащена диагностическими системами мониторинга течей первого контура, системой сейсмодиагностики и системой мониторинга приводов управляющих кластеров. Мониторинг вибраций малогабаритных вращающихся механизмов выполняется с помощью переносных измерительных приборов. Контроль на обеих станциях осуществляет общий диагностический центр, в котором работают 7 специалистов. Отдельные диагностические измерения и процессы оценки данных осуществляются внешними компаниями.

Сбор данных, поступающих от работающих в оперативном режиме диагностических систем, производится в лаборатории диагностики каждой из станций. На АЭС Темелин сигналы тревоги, генерируемые в лаборатории диагностики, поступают на центральный щит управления. Если имеет место тревожное событие, оперативный персонал центрального щита управления вызывает дежурного эксперта по диагностике для анализа этого тревожного события.

В настоящее время в разработке находится объединение индивидуальных систем диагностики в Отраслевую Систему Диагностики (BDS) с единой оценкой данных. Пока что внедрена часть BDS, находящаяся в эксплуатации на АЭС Дукованы.

Чешская компания TES s.r.o. (ООО) ведет разработку Отраслевой Системы Диагностики для российских АЭС. Деятельность в этой области осуществляется в рамках проекта ТАСИС R2.01/05, учрежденного Европейской Комиссией. Отраслевая Система Диагностики должна осуществлять сбор данных от диагностических систем, установленных на разных АЭС, в едином диагностическом центре для дальнейшего анализа.

Концепция отраслевой системы диагностики будет учитывать возможность децентрализованного распределения (пиринговой системы). В качестве основного элемента будет использовано семейство продуктов Factory Suite Archestra американской компании Wonderware.

По завершении данного проекта система должна быть способной обеспечить следующие функции:

- Централизованное архивирование диагностической информации от каждой АЭС
- Централизованная оценка сигналов тревоги, поступающих с каждой АЭС
- Унифицированная визуализация данных, поступающих с каждой АЭС.

diagnostics systems of nuclear power plants in the Czech Republic. A concept of Branch Diagnostics system as developed for “Rosenergoatom” WITHIN the TACIS R2.01/05 project

*Mr. Jiří Sadílek, ČEZ, a.s.; Mr. Ivo Brhlík, Mr. Jan Frélich,
TES s.r.o., Czech Republic*

The Czech Republic has two nuclear power plants in the commercial operation, that are owned and operated by ČEZ, a.s. (Czech Power Company). The older one, nuclear power plant „DUKOVANY“ has 4 reactors of VVER 440 V213 type, which were introduced into operation in 1985 – 1987 and have been upgraded since. More modern nuclear power plant „TEMELIN“ has 2 reactors of VVER 1000 V320 type and was put into operation in 2000 – 2002.

Both nuclear power plants have been equipped with diagnostics systems monitoring vibrations of large-sized rotary machines, vibrations of elements inside the reactor. The systems also provide loose parts monitoring of the primary circuit and determination of the residual life of pipelines.

In addition to the above mentioned monitoring systems, nuclear power plant TEMELIN has been equipped with diagnostics systems monitoring the primary circuit leakage, seismic diagnostic system and system monitoring drivers of regulation clusters. Vibration monitoring of small-sized rotary machines is performed by off-line portable measuring devices. Both nuclear power plants are controlled by common diagnostics centre employing 7 experts. Some diagnostic measurements and data evaluation processes are provided by external companies.

The data from on-line diagnostics systems are collected in the diagnostic laboratory of each nuclear power plant. Alarms, generated in the nuclear power plant TEMELIN are lead from the diagnostic laboratory into the central control room. If the alarm event occurs, the operating staff of the control room calls the diagnostic expert in service to analyse the alarm event.

At present, an integration of individual diagnostic systems into the Branch Diagnostics System (BDS) with common data evaluation has been under development. So far, the part of BDS being in operation in NPP DUKOVANY has been implemented.

The Czech company TES s.r.o. (Ltd.) has been working on the development of a Branch Diagnostic System for Russian nuclear power plants. The activities in this field are carried out in terms of TACIS R2.01/05 project established by European Commission. The branch diagnostics system should collect data from diagnostics systems installed at different nuclear power plants and gather them into the common diagnostic centre to be further analyzed.

The concept of the branch diagnostics system will be considered with the peer-to-peer system distribution. As a main building element the product family Factory Suite ArcestrA by American Company Wonderware will be used.

After this project the system should be able to ensure the following functions:

- Central archiving of diagnostics information from each NPP
- Central evaluation of alarms coming from each NPP
- Unified visualisation of data coming from each NPP

Расширение функциональных возможностей информационно-вычислительной системы АЭС

*Буткус К., Воеводи́н А., Терехов А., «Baltic Information Systems»,
Висагинас, Литва*

Использование на блочных щитах управления сменных средств отображения информации, управляемых компьютерами, уже давно стало традиционным атрибутом современного человеко-машинного интерфейса АЭС. Традиционные информационные системы, такие,

как АСУ ТП блочного уровня, а также СВРК, АСКГ, АСКР и другие информационные системы локального уровня, давно и успешно применяются на АЭС.

Развитие вычислительно-аналитических возможностей компьютерной техники привело к возникновению новых классов систем, представляющих информацию операторам БЩУ. В первую очередь это относится к таким информационным системам, как СППБ, которые предоставляют оператору информацию о критических параметрах технологического процесса в обработанной и наглядной форме с целью облегчить принятие решения в аварийных ситуациях. Однако нельзя не отметить, что в последнее время стали появляться системы поддержки оперативного персонала, предназначенные и для сопровождения различных задач нормальной эксплуатации.

Фирмой Baltic Information Systems был спроектирован и разработан продукт, позволяющий автоматизировать создание систем поддержки оператора БЩУ, основанных на принципе представления контролируемых объектов в виде логических схем, подобно тем, которые используются на тренажерах. Этот продукт включает в себя набор инструментов, предназначенных для создания логических схем обработки параметров, являющихся исходной информацией и пригодных для последующей обработки, генерации базы данных, а также создания иерархии форматов, позволяющих не только отображать сигнализацию о событии, но и представлять логическую схему формирования данной сигнализации.

Аппарат новых функций фирмы Baltic Information Systems имеет расширенные возможности логической обработки данных и включает в себя сложные расчетные функции. С помощью этого аппарата реализован следующий функционал системы:

- Функция **«Мониторинг текущего состояния АЭС»** предназначена для контроля параметров АЭС во всех режимах нормальной эксплуатации. Функция обеспечивает постоянный контроль основных параметров АЭС, определённых рабочим технологическим регламентом, на основании которых оператор получает информацию о соответствии состояния АЭС требованиям рабочего технологического регламента.
- Функция **«Мониторинг состояния систем безопасности»** предназначена для контроля состояния систем безопасности (СБ) и, частично, систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности. Функция мониторинга состояния систем безопасности обеспечивает определение причины и времени срабатывания СБ, оценку состояния СБ в различных состояниях АЭС, определение соответствия состояния всех СБ требуемому регламентом, идентификацию

несоответствия состояния любой из СБ требуемому регламентом, определение причин неадекватного состояния СБ;

- Функция «**Идентификация аварийного состояния АЭС**» предназначена для идентификации возникших нарушений в нормальной работе АЭС или его отдельного оборудования, следствием которых могут быть останов или разгрузка АЭС, нарушение состояния критических функций безопасности;
- Функция «**Диагностика состояния основного оборудования АЭС**» предназначена для обеспечения диагностики состояния (исправности/неисправности) основного оборудования АЭС, влияющего на безопасность и надежность его работы. ИВС обеспечивает постоянный контроль основных параметров АЭС, определённых рабочим технологическим регламентом АЭС, и на основании которых оператор получает информацию о соответствии или об отклонении состояния АЭС от требований рабочего технологического регламента. Диагностика состояния технологического оборудования проводится на основе анализа определенного набора аналоговых и дискретных сигналов и обеспечивает определение возможных причин неисправности;
- Функция «**Контроль защит и блокировок**» предназначена для контроля адекватности работы технологических защит и блокировок, важных для безопасности.

В 2004-2009 годах на Балаковской АЭС проходила программа модернизации ИВС/СППБ, проект TACIS R1.02/01A. В результате программы на 1-м, а затем и на 2-м блоках Балаковской АЭС была проведена замена оборудования верхнего уровня ИВС с функцией СППБ. Наряду с традиционными возможностями, предоставляемыми системой, а также функциями СППБ, Заказчику были предоставлены функции для контроля и диагностики текущего состояния оборудования и технологических систем блока. Эти функции были тщательно испытаны во время заводских, а затем и приёмочных испытаний представителями разработчика и Заказчика, и включены в работу как неотъемлемая часть системы.

Оптимизация планов модернизации насосного оборудования АЭС

Пирогов А.Д., ОАО «Сумское НПО им.М.В.Фрунзе», Украина;

Кедровская О.В., Львов Г.И., Смирнов М.М., г.Харьков

За период эксплуатации крупного насосного оборудования постоянно происходит упорядочивание накопленных знаний: появляются новые факты, связи, критерии оценки, методики, которые базируются на закономерностях циклической технической эволюции - одного

из важных факторов усовершенствования сложной техники. Каждое конкретное нововведение имеет вполне определенные границы существования. Важно успеть использовать их в оптимальных временных рамках.

Эффективное внедрение модернизаций насосного оборудования может осуществляться только во взаимной связи с технической эксплуатацией всего энергоблока, выбором приоритетных вариантов решения по продолжительности и экономичности.

У предприятия—изготовителя, в связи с ограничениями производственных мощностей целесообразно иметь свою систему управления модернизациями «подопечных» блоков АЭС и подсистем каждого насоса.

У потребителя необходима синхронизация собственных потребностей и финансовых средств с возможностями предприятия - изготовителя по срокам поставки деталей и узлов, необходимых при выполнении модернизации. На оптимальность и своевременность выполнения модернизационных работ существенным образом влияет регулярность согласования конструкторско-технологических решений.

Все вышеперечисленное приводит к необходимости создания комплексной методической базы управления сложными процессами реконструкции оборудования, в противном случае бессистемное использование уже наработанных прогрессивных решений приведет к снижению эффективности от внедрения модернизаций.

При жизненном цикле блока АЭС $30 \div 50$ лет проблема модернизации основного оборудования требует системного подхода, т.к. его эволюционное развитие проходит через целый ряд технических нововведений и ужесточений требований безопасности и экологичности. Необходимо своевременно прогнозировать собственные жизненные циклы насосов, что бы стадию их наивысшей зрелости «стимулировать» дозированными периодическими модернизациями, используя «пиковые» периоды новшеств.

Решение этой проблемы в достаточно короткие сроки невозможно без привлечения современных математических методов оптимизации.

Нами найдено решение задачи оптимизации поэтапных планов модернизации долгосрочного оборудования АЭС с учетом реальных производственных возможностей и требований эксплуатационников. С помощью дискретного принципа максимум для линейных заданий оптимизации доведена допустимость пошаговой оптимизации функции цели (экономической эффективности от введения модернизаций). Для этого введены новые понятия «модернизационной технологичности» и «модернизационной пригодности (способности)».

Техническое обслуживание и ремонт, материаловедение и контроль металла

Разработка динамической модели жизненного цикла энергоблока АС на этапе «Останов на капитальный ремонт»

Янченко Ю.А., Гуринович В.Д., ОАО «ВНИИАЭС»;

Горбунов Ю.С., ООО «Консист-ОС»

Постановка данной работы вызвана необходимостью исполнения приказов Госкорпорации «Росатом» от 26.12.2008 №710 «О подготовке к внедрению в организациях Госкорпорации «Росатом» международных стандартов ISO/IEC 15288 и ISO 15296» и от 10.03.2009 №129 «О мерах по формированию системы нормативного обеспечения единства управления жизненным циклом объектов атомных технологий».

Модель жизненного цикла (ЖЦ) энергоблока, с одной стороны, представляет собой структуру, состоящую из отдельных упорядоченных, взаимосвязанных, определенным образом формализованных процессов, работ и задач, выполнение которых является необходимым и достаточным условием существования энергоблока во времени, и которые охватывают его жизнь от момента возникновения замысла до прекращения использования, а, с другой, - это общая схема процессов и мероприятий, связанная с ЖЦ, которая может быть организована в стадии и являться референтной основой для взаимодействия и взаимопонимания.

Целью разработки модели ЖЦ является создание основы для системного анализа реализуемых в останов энергоблока бизнес-процессов, нахождение резервов их совершенствования для перехода из состояния «как есть» в состояние «как надо», создание возможности описывать процессы шаблонами для обеспечения культуры общения с передовыми эксплуатирующими АС компаниями - EDF, e-ON и другими, обеспечение возможности быть готовыми воспринимать информацию и взаимодействовать с партнерами при интеграции в мировое пространство.

Модель разрабатывается на основе системного подхода, в основе которого лежит рассмотрение предметной области исследования как целостного множества элементов в совокупности отношений и связей между ними.

Методология системного подхода ориентирует исследование на раскрытие целостности объекта, на выявление многообразных типов связей сложного объекта (системы), каким является энергоблок АС, и сведение их в единую теоретическую картину.

Системные описания отражают статику и динамику систем, процессы, состояния, поведение, развитие.

Весь состав реализуемых в останов энергоблока бизнес-процессов — долгосрочное и оперативное планирование, ресурсное обеспечение, техническое освидетельствование, эксплуатационный контроль за состоянием металла, проверки и испытания систем и элементов, техническое обслуживание и ремонт, замена и модернизация оборудования, техническое диагностирование, управление работами на остановленном энергоблоке, обеспечение качества, оценка выполненных работ и т.д. — классифицирован в соответствии со стандартом ISO/IEC 15288 сгруппирован в четыре группы процессов ЖЦ энергоблока: процессы предприятия, процессы соглашения, процессы проекты и технические процессы. Определены цели, результаты и деятельность, необходимая для их воплощения.

Графически модель ЖЦ энергоблока в состоянии «Останов на капитальный ремонт» в соответствии с принятой в системной инженерии практикой представлена в виде «V»-модели.

Конфигурация комплексной модели бизнес-процессов, схем окружения, моделей сценариев и деревьев бизнес-процессов разрабатываются с применением программного продукта Business Studio.

Следует отметить, что в научно-технической литературе практические наработки в части применения положений системной инженерии и смежных дисциплин к описанию энергоблоков АС как сложных систем отсутствуют, в связи с чем можно полагать, что данные исследования носят пионерский характер.

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 «Концерн Росэнергоатом» не возможны 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.

Освоены и успешно применяются технологии газоплазменного напыления внутренних поверхностей цилиндров высокого давления и подогревателей высокого давления, манипулятор для вихретокового контроля теплообменных трубок парогенераторов, плазменная резка на самодвижущейся тележке, способ и устройство для заварки нихромовой рубашки ГЦН-310.

Завершается наладка и испытания устройства для автоматической наплавки выхлопных патрубков цилиндров высокого давления паровых турбин, устройства для определения положения вала по масляной расточке, устройств автоматической сварки спиралей подогревателей высокого давления, самоходного устройства по механической срезке уса мембранного уплотнения корпуса подогревателя высокого давления, автоматизированного комплекса по контролю металла корпус реактора.

Предполагается освоить лазерную центровку валопроводов турбоагрегатов и механизмов.

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»*

В докладе представлены основные результаты применения технологии MSIP для сварных соединений аустенитных трубопроводов (СС) Ду300 на АЭС с РБМК-1000 с 2003 года, а также определены нижеперечисленные перспективные направления по усовершенствованию и развитию технологического процесса, применяемого оборудования и использования полученных результатов при дальнейшей эксплуатации обжатых СС Ду300:

- расширение перечня СС Ду300, для которых может быть применена технология MSIP (СС Ду300 с номинальной толщиной стенки 12 мм, СС Ду300 типа «труба – патрубок оборудования», СС Ду300 с «узкой» разделкой, заваренные автоматической аргонодуговой сваркой и имеющие ремонтные подварки, 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, а также)без применения бумажных носителейпроцессе повышение эффективности и снижения трудоемкости при применении оборудования и оснастки установок обжата.
- разработка, внесение и согласование дополнений в технологическую инструкцию по применению установок обжата в части

введения в состав инструкции таблиц по определению количества и состава регулировочных шайб, усовершенствованных форм отчетной документации для оптимизации и перспективы перехода ведения электронного графического архива результатов и процедур применения технологии MSIP в помещениях АЭС;

- разработка и внедрение на каждом энергоблоке АЭС электронного графического архива, в базе данных которого зафиксированы результаты процесса обжата каждого сварного соединения с графическим отображением расположения камерных прессов и маркировки обжатого сварного соединения аустенитного трубопровода Ду300;
- обоснование увеличения временного интервала между эксплуатационными УЗК для обжатых по технологии MSIP сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду300, а также снятие УЗК обжатых бездефектных сварных соединений;
- поддержка квалификации специалистов предприятий; привлечение к использованию технологии MSIP, включая организацию и проведение независимого экспертного контроля при применении установок обжата в помещениях АЭС.

Представленные результаты применения технологии MSIP на АЭС с РБМК-1000 позволяют обоснованно считать, что в отрасли разработана и внедрена современная технология предотвращения зарождения и развития дефектов по механизму МКРПН в сварных соединениях аустенитных трубопроводов Ду300, которая при массовом применении обеспечит дальнейшую бездефектную эксплуатацию 80 - 85% сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду300 на АЭС с РБМК-1000.

Перспективы развития подсистемы «Управления То и ремонтом» в рамках КИС на базе EAM/ERP-систем

Гуринович В.Д., Янченко Ю.А., ОАО «ВНИИАЭС»;

Шехватов Д.Б., ЗАО «ИФС СНГ»

В результате реализации проектов КИС-1 и КИС-2 в части подсистемы «Управление ТО и ремонтом» получен положительный опыт информатизации ремонтных задач и созданы условия для перехода на новую концепцию управления стоимостью владения основными фондами АЭС с применением комбинированных стратегий ремонтных воздействий, наиболее полно отвечающих реальной потребности в них элементов энергоблоков. Кроме того, подготовлены предпосылки для распространения в дальнейшем информационной поддержки стадии «Эксплуатация» жизненного цикла существующих АЭС на

новые, создаваемые с применением современных технологий моделирования и систем автоматизированного проектирования высшего уровня.

Перспективными направлениями развития подсистемы для обеспечения возможности реализации информационной поддержки основных фондов действующих АЭС с учетом их технического состояния являются:

- развитие функциональности базовых программных средств или, при невозможности этого, внедрение специализированной информационной системы класса ЕАМ;
- внедрение методологии RCM (Reliability Centered Maintenance) и других современных подходов к оптимизации стратегий ремонтных воздействий. Интеграция развиваемой ЕАМ-функциональности со специализированными программными средствами оптимизации ремонтных воздействий;
- внедрение технологии объемного моделирования элементов и применения 3D моделей для оптимизации ремонтных затрат, включая разработку интерактивных технологических инструкций и обучающих систем;
- интеграция с АСУ ТП, внедрение встроенных и мобильных средств технического диагностирования элементов и соответствующих программных кодов;
- внедрение методологии проектного управления ремонтной кампанией концерна, включая создание проектного офиса.

Решая задачу развития подсистемы, необходимо учитывать, что наряду с действующими энергоблоками различных модификаций в ближайшие годы в эксплуатацию будут вводиться энергоблоки, спроектированные с применением новых информационных технологий, позволяющих перейти от управления документоцентрического, к моделицентрическому, когда разработанная на стадиях проектирования 3D-4D модель АЭС, актуализируется на стадии сооружения и далее передается вместе с физическим объектом на стадию «Эксплуатация» жизненного цикла объекта. Таким образом, созданный продукт (Product в терминологии PLM – Product Lifecycle Management) превращается в актив (Asset, или основной фонд в терминологии ALM – Asset Lifecycle Management). Указанное обстоятельство накладывает специфические условия на выбор программных средств, технических решений и аналитических методов, которые должны лежать в основе развития подсистемы с учетом ее масштабирования на новые объекты. В частности, программные средства должны обеспечивать их интеграцию в соответствии с требованиями стандарта ISO 15926.

Разработка руководящего документа по расчету допустимых толщин стенок элементов оборудования и трубопроводов, подверженных эрозионно-коррозионному износу

*Бараненко В.И., Янченко Ю.А., Маркочев В.М., Гулина О.И.,
Ампилогов М.О., ОАО «ВНИИАЭС»*

Руководящий документ РД ЭО 0571-2006 «Нормы допустимых толщин элементов трубопроводов из углеродистых сталей атомных станций» разработан в 2006 г. Разработка «Норм...» основана на детальном анализе данных эксплуатационного контроля и использовании опыта по разработке аналогичных документов для зарубежных АЭС. В 2007-2009 гг. разработаны Изменения 1, 2, 3, расширяющие диапазон элементов, включенных в РД.

В качестве аналога при разработке РД ЭО 0571-2006 использован код Case N-480 «Examination Requirement for Pipe Thinning Due to Single Phase Erosion and Corrosion», Section XI, Division 1, ASME. При разработке Изменений к РД использован код Case N-597-2 «Requirements for Analytical Evaluation of Pipe Wall Thinning». Section XI, Division I, ASME.

Код Case N-480 разработан в ASME в 1990 г. В коде указан шаг сетки замеров в осевом и окружном направлениях, используемый при проведении эксплуатационного контроля. При этом в качестве характерного размера X_r^* при выборе шага сетки замеров принята величина $X_r^* = \sqrt{R_{cp} \times S_{ном}}$. (R_{cp} – средний радиус трубопровода, $S_{ном}$ – номинальная толщина стенки). При проведении эксплуатационного контроля в соответствии с кодом Case N-480 шаг сетки не должен быть больше величины $2 X_r^* = 2\sqrt{R_{cp} \times s}$. При этом в осевом направлении шаг не должен быть меньше 25 мм и не должен быть больше 150 мм. В окружном направлении замеры должны проводиться в 12 точках (в 12-ти часах).

При использовании руководящего документа РД ЭО 0571-2006 на отечественных АЭС возникли проблемы, связанные с тем, что значения допустимых толщин, приведенных в РД ЭО 0571-2006, необходимо сравнивать с прогнозными толщинами стенок на конец периода между инспекциями. На ряде АЭС это требование не выполнялось и трубопроводы с толщинами стенок, равными допустимым, допускались в дальнейшую эксплуатацию. Прогнозные расчеты толщин стенок могут быть рассчитаны с помощью аттестованных программных средств. На зарубежных АЭС совместно с кодами по расчету допустимых толщин Case N-480 и Case N-597-2 для проведения прогнозных расчетов толщин используются компьютерные коды. Наиболее распространенным компьютерным кодом является код CHEKWORKS, разработанный в EPRI в 1995 г. По состоянию на 2000 г. этот компьютерный код исполь-

зовался на 150 зарубежных энергоблоках с реакторными установками PWR, BWR, HWR, WWR и других.

Для отечественных АЭС разработаны и аттестованы программные средства (ПС) ЭКИ-02 и ЭКИ-03. Эти ПС предназначены для проведения прогнозных расчетов скоростей ЭКИ и утонений стенок элементов трубопроводных систем с однофазной и двухфазной средами, подверженных эрозионно-коррозионному износу. На момент проведения аттестации в 2003-2005 гг. ПС ЭКИ-02 и ЭКИ-03 были адаптированы для использования на АЭС с ВВЭР-440. Для адаптации ПС на АЭС с РБМК-1000 и ВВЭР-1000 необходимо провести сбор и обработку данных по параметрам, используемым в расчетах с помощью ПС. Такие работы проводились и проводятся в последние годы в ОАО ВНИИАЭС. Результаты этих разработок будут использованы при адаптации ПС ЭКИ-02, ЭКИ-03 для проведения прогнозных расчетов скоростей ЭКИ и длительности эксплуатации трубопроводов на АЭС с РБМК-1000 и ВВЭР-1000. В докладе рассматриваются различные вопросы, связанные с проведением указанных работ.

Разработка нормативной базы по управлению жизненным циклом элементов оборудования и трубопроводов, подверженных эрозионно-коррозионному износу

Янченко Ю.А., Бараненко В.И., Гулина О.М., ОАО «ВНИИАЭС»

Нормативная база по управлению жизненным циклом элементов оборудования и трубопроводов, подверженных эрозионно-коррозионному износу (ЭКИ), на сегодня включающая несколько документов Ростехнадзора и эксплуатирующей организации, нуждается в расширении. В докладе приведены результаты исследований, направленные на выяснение влияния отложений продуктов коррозии на достоверность эксплуатационного контроля и на совершенствование методики измерения толщин стенок.

Для выявления закономерностей эрозионно-коррозионного износа проведен анализ опубликованных работ и результатов эксплуатационного контроля на различных АЭС, обработаны десятки тысяч замеров толщин стенок различных трубопроводных систем. Анализ опубликованных литературных источников и данных эксплуатационного контроля толщин стенок на блоках АЭС с ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000 позволяет сделать следующие выводы:

1. При проведении эксплуатационного контроля фиксируются толщины стенок меньшие и «большие» начальных значений. «Наличие» стенок с толщиной больше начальной определяется тем, что при проведении эксплуатационного контроля фиксируется совместная толщина отложений продуктов коррозии (ПК) и неповрежденного металла.

2. Факт фиксации влажных плотных отложений ПК совместно с толщиной неповрежденного металла подтвержден экспериментально. Обработка данных эксплуатационного контроля толщин стенок гибов трубопроводов питательной воды энергоблоков с ВВЭР-440, на которых замеры в одних и тех же точках проведены неоднократно, позволила установить, что из общего количества (2705 замеров в течение 5 эксплуатационных инспекций) уменьшение толщин стенок между датами замеров зафиксировано при 1298 замерах (48,0 % от общего количества), а «увеличение» - при 1405 замерах (52,0 % от общего количества).

3. Из общего количества 36731 замеров, проведенных в различные периоды эксплуатации на трубопроводах питательной воды, паропроводах, дренажных трубопроводах, трубопроводах основного конденсата, сепарата и других на 8 блоках АЭС с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 в конкретный плановый предупредительный ремонт, количество замеров с уменьшением толщины стенки по отношению к номинальной толщине составило 10730 (29,2 % от общего количества), количество замеров с «увеличением» толщины стенки – 25999 (70,8 % от общего количества).

4. Из общего количества подвергнутых контролю 1069 элементов на блоке АЭС с РБМК-1000 на 366 элементах (34,2 % от общего количества) значения минимальных толщин превышали номинальные значения, на 703 элементах (65,8 % от общего количества) значения толщин были меньше номинальных.

5. Из проведенных исследований следует, что применяемый подход к контролю ЭКИ элементов трубопроводов АЭС должен быть усовершенствован в следующих направлениях:

- разработана методика ультразвуковой толщинометрии, позволяющая определять фактическую толщину стенки элемента трубопровода при наличии железосодержащих отложений;
- контроль толщины стенки элементов трубопроводов следует проводить с «сеточной» разметкой, как это делается на зарубежных АЭС, с обязательной процедурой УЗТ до начала эксплуатации на отдельных элементах.

О расчете скорости эрозионно-коррозионного износа и длительности эксплуатации трубопроводов АЭС с ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000

Бараненко В.И., Янченко Ю.А., Гулина О.М., ОАО «ВНИИАЭС»

Скорость эрозионно-коррозионного износа (ЭКИ) является одной из важнейших характеристик, определяющих надежную и безопасную

эксплуатацию трубопроводов АЭС. В настоящее время в отрасли отсутствует нормативный документ, позволяющий рассчитывать скорость ЭКИ на АЭС с ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000. Для разработки методики расчета скорости ЭКИ проведен анализ опубликованных данных, обработаны десятки тысяч замеров толщин стенок разных трубопроводных систем АЭС. Это позволило выявить особенности механизма ЭКИ на различных энергоблоках АЭС.

Установлено, что ЭКИ сопровождается уменьшением толщины стенки на одних участках трубопровода и формированием отложений продуктов коррозии на других. При проведении ультразвуковой толщинометрии фиксируется совместная толщина неповрежденного металла и плотных влажных отложений продуктов коррозии. Утонения и «утолщения» по количеству замеров и по величине утонений и «утолщений» соизмеримы.

С использованием разработанной методики обработаны данные эксплуатационного контроля эрозионно-коррозионного износа трубопроводов на АЭС с ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000. В таблице 1 приведены результаты расчетов величин, характеризующих ЭКИ шести прямых участков паропроводов свежего пара за отводами типоразмера 530х28 мм на энергоблоке АЭС с ВВЭР-1000. Замеры толщин прямых участков проведены в четырех точках по окружности и 20 сечениях в осевом направлении. Длительность эксплуатации до даты проведения контроля составила 18,6 года.

В таблице 1 приведены результаты расчета величин, характеризующих ЭКИ 6-ти прямых участков, таких, как:

1. Средние, минимальные и максимальные толщины стенок $S_{ср.}^{**}$, $S_{мин.}^{**}$, $S_{мак.}^{**}$;
2. Разности между максимальными и минимальными толщинами ΔS_1^* , между средними и минимальными толщинами ΔS_2^* , между минимальными и допустимыми толщинами ΔS_3^* , между максимальными и средними толщинами ΔS_4^* ;
3. Отношения средних и номинальных толщин $S_{ср.}^*/S_{ном.}$;
4. Скорости ЭКИ W_1^* и W_1^n , рассчитанные с использованием средних и номинальных толщин стенок;
5. Прогнозная допустимая продолжительность эксплуатации паропроводов $\Delta \tau_2^*$ и $\Delta \tau_2^n$, рассчитанная с использованием скоростей W_1^* и W_1^n .

Таблица 1

№ ПУ	$S_{\text{ср.}}^{**}$ мм	$S_{\text{мин.}}^{**}$ мм	$S_{\text{макс.}}^{**}$ мм	ΔS_1^* мм	ΔS_2^* мм	ΔS_3^* мм	ΔS_4^* мм	$S_{\text{ср.}}^*/S_{\text{ном.}}$ -	W_1^* мм/год	$\Delta \tau_2^*$ лет	ΔS_2^u мм	W_1^u мм/год	$\Delta \tau_2^u$ лет	$\Delta \tau_2^u / \Delta \tau_2^*$ -
1	27,6	21,6	32,0	10,4	6	4,4	2,9	0,99	0,313	9,3	6,4	0,333	8,7	0,94
2	28,1	22,2	31,8	9,6	5,9	3,7	3,5	1,00	0,307	11,4	5,8	0,302	11,6	1,02
3	27,8	21,6	31,7	10,1	6,2	3,9	2,9	0,99	0,323	9,0	6,4	0,333	8,7	0,97
4	28,1	22,2	31,8	9,7	6	3,7	3,5	1,01	0,313	11,2	5,8	0,302	11,6	1,03
5	27,8	21,6	32,0	10,4	6,2	4,2	2,9	0,99	0,323	9,0	6,4	0,333	8,7	0,97
6	27,8	21,6	32,0	10,4	6,2	4,2	2,9	0,99	0,323	9,0	6,4	0,333	8,7	0,97
Сум.	27,9	21,6	32,0	10,4	6,3	4,1	2,9	1,00	0,328	8,8	6,4	0,333	8,7	0,98

Разработка и обоснование допустимых в эксплуатации размеров несплошностей сварных швов №23 патрубков Ду1100 ПГВ-440

Аркадов Г.В., Гетман А.Ф., Усанов А.И., Кузьмичевский А.Ю., ВНИИАЭС; Трунов Н.Б., Пиминов В.А., Дружинин В.В., ОКБ Гидропресс; Пасманик Л.А., Смирнов В.А., Камышев А.В., Инкотес; Ловчев В.Н., Гуцев Д.Ф., Концерн «Росэнергоатом»

Работа выполнена с целью определения допустимых несплошностей в сварных соединениях №23 и №24 патрубков Ду1100 ПГВ 440, работающих в составе блоков 1 и 2 Кольской АЭС и СС №23х и №23г патрубков Ду1100 парогенераторов блоков 3 и 4 Нововоронежской АЭС.

Выполнено уточнение кинетики роста трещин в СС №23 и № 24 на основе анализа механики разрушения, фрактографических исследований трещин, выявленных в ППР-07 и ППР-08 и контроля остаточных напряжений методом акустоупругости. Определены критические и допустимые в эксплуатации размеры дефектов в районе СС №23 и №24, а также условия гидроиспытаний по второму контуру, обеспечивающие безопасную эксплуатацию патрубков Ду1100 ПГ блоков 1 и 2 Кольской АЭС и блоков 3 и 4 Нововоронежской АЭС.

Причины повреждений сварных швов №111 ПГВ-1000 и предложения по их устранению

Гетман А.Ф., Усанов А.И., Кузьмичевский А.Ю., ОАО «ВНИИАЭС»; Лукасевич Б.И., ОКБ «Гидропресс»; Тутнов А.А., РНЦ «Курчатовский институт»; Пасманик Л.А., Смирнов В.А., Камышев А.В., Инкотес

Повреждения металла в районе сварного шва №111/1 (СШ111) ПГВ-1000 были выявлены:

- в 1998г. — на 5ПГ-3 на 5 блоке НВАЭС (горизонтальная сквозная трещина, то есть расположенная вдоль оси СШ111);
- в 2001г. — на 1ПГ-1 на 1 блоке ЮУАЭС (горизонтальная сквозная трещина);
- в 2001г. — на 1ПГ-2 на 1 блоке ЮУАЭС (горизонтальная трещина);
- в 2001г. — на 5ПГ-3 на 5 блоке НВАЭС (горизонтальная трещина);
- в 2003г. — на 5ПГ-1 на 1 блоке ЮУАЭС (вертикальные трещины);
- в 2003г. — на 5ПГ-1 на 1 блоке ЮУАЭС (вертикальные трещины);
- в 2004г. — на 5ПГ-1 на 5 блоке НВАЭС (вертикальные трещины).
- в 2007г. — на 5ПГ-2 и 5ПГ-4 блока №5 НВАЭС (горизонтальные трещины)

Все выявленные трещины ремонтировали путем выборки трещин и восстановления геометрии поврежденных мест сваркой до размеров, предусмотренных проектно-конструкторской документацией.

Среди специалистов организаций до сих пор нет единого мнения о причинах повреждений металла в районе СШ№111, а первые исследования причин указывали на невозможность их установления.

В 2002г. авторы выполнили анализ причин повреждений СШ№111 с использованием методов системной концепции прочности, на основании которого разработали рекомендации по обеспечению надежности и безопасности эксплуатации ПГВ-1000 в районе СШ№111. Этот анализ указывает на технологическую причину трещин, которые растут во время эксплуатации по коррозионному механизму.

В последние годы Инженерная фирма Инкотес разработала и с участием ВНИИАЭС и НВАЭС провела измерения остаточных напряжений в районе СШ№111 методом акустоупругости, которые дополнительно указывают на технологическую первопричину появления трещин в районе СШ№111.

В докладе описаны указанные результаты и даны предложения по их развитию и практическому применению.

Опыт применения на АЭС РД 300552-2004 «Применение системной методологии для обеспечения целостности ТОТ ПГ с реакторами ВВЭР-440 и ВВЭР-1000»

Гетман А.Ф., ОАО «ВНИИАЭС»; Лукасевич Б.И., ОКБ «Гидропресс»; Тутнов А.А., Лоскутов О.Д., РНЦ «Курчатовский институт»; Ловчев В.Н., Гуцев Д.Ф., Концерн «Росэнергоатом»

Для решения проблемы обеспечения целостности ранее поврежденных ТОТ на российских АЭС с ВВЭР разработан документ РД ЭО-0552-2004 «Методических рекомендаций по применению системной методологии для обеспечения целостности теплообменных труб парогенераторов АЭС с ВВЭР».

Указанный документ был введен в действие приказом по концерну Росэнергоатом на всех энергоблоках АЭС с ВВЭР, на которых имелись парогенераторы с ранее поврежденными трубными пучками. Во всех случаях эксплуатация трубных пучков ПГ этих энергоблоков после применения разработанных в рамках системной концепции рекомендаций проходила успешно, без внеплановых остановов по причинам недопустимых протечек из первого во второй контур.

В докладе приведено описание применяемой технологии и сравнение её эффективности с другими существующими на сегодня подходами.

Разработка и применение на АЭС систем автоматического ультразвукового контроля СКАТ-300А

Гусаров В.Р., Мокроусов А.С., Шершов А.В., ИЦД НИКИЭТ

Объем контроля на блоках АЭС с РБМК велик. Количество сварных соединений на блоке составляет от 1000 до 1500. Условия контроля тяжелые, а последствия разрыва трубопроводов основного контура могут привести к значительным материальным и людским потерям.

В начале 2000-х ИЦД НИКИЭТ разработал и внедрил на АЭС систему ПАУЗК. По сравнению с ручными дефектоскопами, система позволила значительно увеличить производительность контроля, снизить дозовые нагрузки на персонал, повысить достоверность УЗК. Количество сварных соединений, проконтролированных этой системой, превысил 40000. Вместе с тем, система ПАУЗК не позволяет измерять геометрические размеры обнаруживаемых несплошностей, велико влияние субъективного фактора на результат контроля, поскольку получаемые первичные данные необходимо расшифровывать (человеку), морально устарел ее электронный блок и т.д.

В 2006-2007г.г. в рамках разработки методики автоматического УЗК сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду100 - Ду500 ИЦД НИКИЭТ создал систему СКАТ-300А. Эта система предназначена для ультразвукового контроля сварных соединений трубопроводов диаметром 108мм, 219мм, 325мм, 465мм и 560мм. В отличие от системы ПАУЗК, позволяет не только обнаруживать несплошности, но и измерять их геометрические размеры (профиль вдоль шва), обладает втрое большей производительностью, а влияние субъективного фактора на результат контроля сведено к минимуму (расшифровка первичных данных выполняется процессором автоматически).

Система СКАТ-300А состоит из электронного блока, блока управления двигателями, трекового устройства, сканирующего устройства и бака с контактной жидкостью. Время непрерывной автономной работы системы составляет около 6 часов. Вес системы – не более 12кГ. Прозвучивание сварного соединения осуществляется по 10 основным и 4-м вспомогательным схемам и обеспечивает выявление и измерение размеров как продольных, так и поперечных несплошностей. Производительность контроля составляет около 2.1м шва в минуту.

В мае 2008г. 2-мя системами СКАТ-300А выполнялся контроль сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду-200 2-го блока БиАЭС. По результатам контроля были перебракованы 7 сварных соединений, имевших значительные геометрические отклонения от технической документации. Для исключения подобных случаев в даль-

нейшем, процедуры сбора первичных данных и их автоматической расшифровки были переработаны. Вместо простого порогового контроля по каждой схеме прозвучивания был применена частично адаптивная процедура. По результатам контроля 3-го, 4-го и 1-го блоков БиАЭС перебраковок не было (все выявленные несплошности подтверждены данными РГК и МГ).

В 2009г. Системой СКАТ-300А выполнялся контроль сварных соединений трубопроводов Ду-300 2-го блока КуАЭС. По результатам контроля были выявлены несплошности в 4-х сварных соединениях (в том числе 2-х обработанных по технологии MSIP). В настоящий момент сварные соединения отремонтированы и отданы на металлографические исследования.

Опыт применения систем СКАТ-300А показал, что процедура сбора и обработки первичной информации при автоматическом ультразвуковом контроле должна применяться с учетом особенностей конкретного сварного соединения, то есть иметь адаптивный характер.

Обоснование периодичности проверок систем безопасности с помощью программного комплекса БАРС

*Ершов Г.А., Ермакович Ю.Л., Калинин А.А., Парфентьев М.А.,
ОАО «СПбАЭП»*

Как известно, системы безопасности АЭС имеют ярко выраженную специфику, к основным чертам которой следует отнести:

1. Сложность режимов использования.
2. Разнотипность элементов, входящих в их состав.
3. Использование сложных стратегий периодического контроля и ремонта каналов.

Рассматриваемые системы могут находиться в одном из двух режимов использования - в режиме ожидания или в режиме выполнения функции.

Контроль состояния элементов СБ, находящихся в режиме ожидания, осуществляется путем приведения их в действие, поканально, через строго определенные промежутки времени. При этом возможно использование следующих стратегий проверок:

- проверки одновременно всех каналов СБ (без сдвига времени между проверками разных каналов);
- поочередные проверки каналов со сдвигом времени между проверками разных каналов.

Вторая стратегия проверок имеет также две разновидности:

- стратегия без внеочередных проверок каналов при обнаружении отказа в одном из них при плановой проверке;

- стратегия с внеочередными проверками одного или всех каналов при обнаружении отказа в одном из них при плановой проверке.

Очевидно, что наличие разных стратегий проверок работоспособности оборудования СБ вызвано стремлением обеспечить максимально возможный (достижимый) уровень надежности СБ. Не менее очевидно то, что этот уровень в значительной степени определяется параметрами этих стратегий, например, частотой плановых проверок, длительностью периода ожидания очередной проверки и т.д. Неправильный выбор параметров проверок может привести к понижению надежности СБ.

Выбор параметров проверок представляет собой весьма нетривиальную задачу, т.к. наличие разных стратегий контроля и восстановления значительно усложняет сам процесс расчета показателей надежности. Поскольку трудоемкость «ручных» расчетов весьма велика, то в ОАО «СПбАЭП» было разработано соответствующее математическое обеспечение и в состав программного комплекса (ПК) БАРС, предназначенного для выполнения ВАБ АЭС, был включен специальный модуль, позволяющий производить все необходимые вычисления в автоматизированном режиме.

ПК БАРС позволяет анализировать влияние на надежность СБ следующих параметров стратегий проверок ТС на надежность оборудования СБ:

- длительность периода между проверками;
- среднее время восстановления;
- вероятность отсутствия пускового отказа;
- вероятность безошибочных действий личного состава при контроле;
- вероятность обнаружения отказа личным составом;
- вид стратегии проверок (со сдвигом и без сдвигов во времени);
- интенсивности отказов;
- наличие отказов общего вида (ООВ).

В докладе излагаются основные сведения о математическом обеспечении и результатах расчетов сравнительной эффективности различных стратегий, произведенных с учетом всех вышеперечисленных факторов.

В частности, показано, что при высокой надежности оборудования и отсутствии ООВ, начиная с некоторого момента (~ 700 часов), длительность межпроверочного периода перестает оказывать существенное влияние на надежность СБ.

Усовершенствование программы образцов-свидетелей для контроля металла корпусов реакторов

Красиков Е.А., Платонов П.А., Котлов С.В., РНЦ «Курчатовский институт»

Современная ядерная энергетика базируется на реакторах с водой под давлением. Прогнозирование работоспособности основного барьера безопасности - корпуса реактора - основано на предваряющем и/или сопровождающем ускоренном облучении корпусных материалов в исследовательских реакторах и реакторах АЭС по программам образцов-свидетелей (ОС). Логичным аспектом материаловедческого сопровождения ВВЭР повышенной безопасности и ресурса является усовершенствование программ ОС в направлении разработки их более информативной версии, в максимальной степени учитывающей фактические условия эксплуатации корпуса реактора.

Существующим программам ОС присущи недостатки, главный из которых можно квалифицировать, как дефицит представительности по отношению к условиям облучения корпуса реактора. Наиболее важный из них — отличие температуры облучения ОС в герметичных контейнерах от реальной температуры корпуса. В любом случае эта температура вследствие гамма-разогрева ОС превышает температуру облучения корпуса реактора, что вносит элемент неконсерватизма в систему контроля.

Принцип заблаговременной, на несколько десятилетий вперёд, установки в реакторы ОС типовой номенклатуры, не учитывающий перспективу изменения нормативной, научной, методической и технологической базы контроля металла корпуса, целесообразно заменить другим, предусматривающим возможность усовершенствования и актуализации программы ОС в процессе эксплуатации корпуса.

Учитывая длительности реализации программ ОС, соизмеримые со сроками службы корпусов реакторов повышенной безопасности и ресурса (60 и более лет), возможность изменения нормативных требований, методик испытаний и типов образцов, технологический прогресс в изготовлении образцов и развитие испытательной техники, целесообразно перейти к адаптируемым программам ОС, когда в проточных контейнерах или в герметичных оболочках, представляющих собой гибкие лайнеры, облучаются заготовки штатных материалов корпусов реакторов, а образцы актуальных типов изготавливаются из них после выгрузки из реактора. По сути, предлагается перейти к управляемым и потенциально высокотехнологичным программам ОС.

Как известно, в течение длительного времени альтернативой ОС для первого поколения ВВЭР является сам корпус реактора (темплеты).

Возможность изготовления испытательных образцов требующихся типов из блоков облучённого металла продемонстрирована реализацией отечественных и зарубежных программ исследований трепанов – сквозных проб, вырезанных из корпусов остановленных реакторов.

Таким образом, научно-технический задел для разработки и внедрения более информативной, гибкой и допускающей развитие концепций испытаний и исследований программы ОС для материаловедческого сопровождения эксплуатации корпусов ВВЭР в значительном объёме выполнен.

Кроме того, на III энергоблоке Кольской АЭС с 2001 года реализуются макетные прототипные радиационные испытания блоков корпусной стали и металла её сварного соединения в проточных контейнерах с послерадиационным изготовлением из блоков-заготовок испытательных образцов различных типов.

Модернизация программ ОС позволит обеспечить получение актуальной и объективной информации о долговременных тенденциях радиационного повреждения, более адекватно оценивать работоспособность и перспективы продления срока службы корпусов реакторов, включая, при благоприятном исходе, и уменьшение консерватизма, а также, в итоге, выполнять наукоёмкое материаловедческое сопровождение эксплуатации современной и развития новой атомной энергетики с незнакомым практике периодом реакторного воздействия на конструкционные материалы в 60 и более лет.

Разработка инновационной концепции ОС, основанной на облучении блоков-заготовок штатного металла с послерадиационным изготовлением образцов для испытаний и исследований, позволит:

- повысить безопасность и конкурентоспособность за счёт усовершенствования программы контроля металла корпуса реактора;
- улучшить информативность программ ОС вследствие послерадиационного изготовления ОС актуальной номенклатуры;
- сократить объём работ в предэксплуатационный период, уменьшить трудоёмкость изготовления и понизить материалоемкость оснастки, сократить количество радиоактивных отходов;
- снизить текущие затраты, высвободить ресурсы, уменьшить совокупную стоимость и улучшить экологическое качество программы контроля металла корпуса реактора.

Уточненный расчет напряженно-деформированного состояния сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду300 реакторов РБМК-1000

Мощенко М.Г., Рубцов В.С., ФГУНТЦ ЯРБ

На сегодняшний день межкристаллитное коррозионное растрескивание под напряжением (МКРПН) сварных соединений (СС) аустенитных трубопроводов Ду300 является одной из важнейших проблем безопасной эксплуатации РБМК-1000. В настоящий момент на 10 блоках РБМК имеется около 15000 СС, потенциально подверженных разрушению. Имеющиеся случаи повреждения СС Ду300 являются подтверждением актуальности данной проблемы.

Целями данной работы являлись расчет напряженного состояния в зоне сварного шва трубопровода Ду300 при нормальных условиях эксплуатации, нахождение зависимости максимальных растягивающих напряжений от геометрии сварного шва, а также оценка скорости подраста заданной трещины в условиях рассчитанного напряженного состояния.

Расчет напряженного состояния проводился с помощью программного комплекса ANSYS, оценка скорости подраста трещины проводилась с помощью программного комплекса ProSACC, которая специально разработана сертификационной компанией Det Norske Veritas (Швеция).

При расчете напряженного состояния и получения зависимости напряжений от геометрии сварного шва учитывались как нагрузки от давления теплоносителя, так и изгибающий момент, который создает максимально-допустимые «Нормами расчета на прочность ...» ПНАЭ Г-7-002-86 напряжения по категории (σ)₂. Была получена зависимость максимальных растягивающих напряжений от радиуса сопряжения корня сварного шва с основным металлом трубопровода, при этом показано, что локальные эксплуатационные напряжения в зоне сопряжения могут превышать предел текучести.

В качестве исходного дефекта была выбрана радиальная эллиптическая трещина на внутренней поверхности, максимально-допустимого размера по «Правилам контроля ...» ПНАЭ Г-7-010-89, как наиболее опасная при изгибе. Расчеты с помощью программы ProSACC показали, что скорость подраста трещины с учетом концентрации напряжений в зоне корня сварного, может значительно (до 14 раз) превышать скорость роста трещины при номинальных напряжениях.

С помощью результатов выполненных расчетов можно объяснить тот факт, что некоторые СС эксплуатируются достаточно длительный срок, в то время как другие требуют ремонта уже через несколько лет эксплуатации.

Радиационное охрупчивание корпусов реакторов ВВЭР-440 до и после отжига

*Душкевич В.М., Ломакин С.С., Носоров А.С., Рубцов В.С.,
ФГУНТЦ ЯРБ*

Объект исследования – анализ охрупчивания корпуса реактора ВВЭР-440 до и после отжига.

Цель исследования:

- получение и анализ полных экспериментальных данных по флаксам нейтронов на корпусе реактора, что необходимо для оценки степени радиационного охрупчивания для металла корпуса реактора до и после отжига.

Исследования радиационного охрупчивания корпусов реакторов ВВЭР-440 привели к следующим результатам:

- обобщены данные, полученные в результате экспериментальных исследований характеристик нейтронных полей на корпусе реактора посредством активационных, пороговых и трековых делящихся детекторов;
- дана статистическая оценка для низкопоточного нейтронного охрупчивания металла корпуса реактора (флакс - эффект);
- оценена степень радиационного охрупчивания для металла корпуса реактора посредством дозовой зависимости от флюенса и флакса нейтронов и количества смещений на атом (СНА);
- на основе анализа экспериментальных данных, которые были получены после отжига, предложена регрессионная зависимость критической температуры хрупкости от флюенса нейтронов.

Материал для источника гамма-излучения на основе селенида ванадия

*Фрейдин Б.М., Кузьмич Ю.В., ИХТРЭМС КНЦ РАН; Хаяутин С.Г.,
ФГУП «САЛЮТ»; Капустин В.И., Рябов А.В., ЦНИИТМАШ*

Конструкция распространенного в атомной промышленности источника гамма-излучения на основе Se^{75} предусматривает помещение порошка (гранул) Se в герметичный ванадиевый контейнер. В процессе эксплуатации при повышенной температуре происходит реакционная диффузия компонентов источника с образованием жидкой фазы и химических соединений с относительно низкой температурой плавления. Так, селен плавится при 217°C . При контакте селена с ванадием образуются легкоплавкая эвтектика и относительно тугоплавкие интерметаллиды VSe , V_2Se_3 , VSe_2 , имеющие кристаллические решетки с низкой симметрией и, соответственно, с малой плотностью и отно-

сительно большим атомным объемом. Образование жидкой фазы и продуктов реакционной диффузии приводит к деформации источника и изменению его физических параметров, а в конечном счете — к его разрушению.

Избежать описанного эффекта можно, если подавить взаимную диффузию и образование жидкой фазы, заранее переведя селен в состояние тугоплавкого химического соединения, например, в форме фазы VSe_2 с температурой плавления около $1000^\circ C$. В этом случае можно ожидать резкого замедления диффузии между материалами селен-содержащей активной «начинки» источника и его ванадиевой оболочки. При этом полностью исключается образование жидкой фазы в процессе диффузии (т.е. в процессе эксплуатации).

Разработана металлургическая технология получения интерметаллида VSe_2 с заданным отклонением от стехиометрии, обеспечивающая стабильность формы и размеров датчика и его физических параметров в течение всего срока службы источника. Технология основана на термомеханической обработке смеси порошков ванадия и селена с получением наноразмерного порошка селенида ванадия. Получение практически чистого соединения VSe_2 подтверждено рентгеноструктурным анализом.

Обоснование изменения периодичности неразрушающего контроля металла и технического освидетельствования корпусов парогенераторов Кольской АЭС при эксплуатации

Шведов В.Е., Мохова Е.Г., ОАО «ВНИИАЭС»; Давиденко С.Е., Григорьев В.А., Яценко Ю.Г., Могилевцев М.М., ОАО ОКБ «Гидропресс» — Кольская АЭС

Контроль состояния металла и техническое освидетельствование (ТО) парогенераторов энергоблоков №№ 1÷4 Кольской АЭС с РУ ВВЭР-440 при эксплуатации осуществляется в соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-008-89 и типовой программы АТПЭ-2-2005. Эксплуатационный неразрушающий контроль (ЭНК) и техническое освидетельствование (ТО) парогенераторов выполняются с периодичностью — через каждые 30 тысяч часов работы (4 года).

С целью оптимизации трудо- и затрат при ТО и ЭНК металла корпусов парогенераторов и увеличения КИУМ АЭС выполнен комплекс работ по обоснованию возможности изменения периодичности ЭНК и ТО корпусов парогенераторов энергоблоков Кольской АЭС с четырех до шести лет :

- Выполнен расчет показателей надежности корпусов парогенераторов энергоблоков № 1 - № 4. Интенсивность отказа определена в преде-

лах $1,97 \text{ E-}06 \div 2,6 \text{ E-}06 \text{ 1/час}$, при этом не было ни одного останова энергоблоков по причине отказа корпусов парогенераторов.

- Выполнена оценка накопленного повреждения наиболее нагруженных узлов и зон корпуса ПГ (корпус вне зоны патрубков и штуцеров, патрубков питательной воды, аварийной питательной воды, люк Ду700, люк-лаз Ду500, патрубок пара и коллектор пара, узел соединения коллектора первого контура с корпусом). Расчеты показали, что величина накопленного повреждения $\Sigma a < 1$.
- Выполнен расчет на статическую и циклическую прочность. Расчет показал, что элементы парогенераторов ПГВ-440 при условии соответствия эксплуатационных режимов проектным характеристикам удовлетворяют требованиям Норм расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПНАЭ Г-7-002-86.
- Выполнен расчет показателей надежности (вероятности разрушения) для корпусов ПГ энергоблоков №№ 1-4 при изменении периодичности контроля металла и гидроиспытаний парогенераторов с четырех до шести лет. Результаты расчетов удовлетворяют проектным требованиям.

Вероятность течи при существующем четырехлетнем цикле ТО и НК несущественно отличается от вероятности течи при шестилетнем цикле ТО и НК — менее, чем на полпорядка, т.е. надежность корпуса ПГ обеспечена. Выполненные работы показывают, что эксплуатационная надежность парогенераторов при изменении периодичности контроля металла и ТО корпусов с 4 до 6 лет практически не снижается.

Полученные результаты можно рассматривать как положительные для решения вопроса об увеличении периодичности ТО и неразрушающего контроля металла корпуса ПГ при эксплуатации с четырех до шести лет.

На основании полученных результатов в установленном порядке оформлено Решение Об изменении периодичности неразрушающего контроля металла и технического освидетельствования парогенераторов Кольской АЭС при эксплуатации. Решение в составе документов на изменение УДЛ на эксплуатацию энергоблоков ВВЭР-440 Кольской АЭС направлено в Ростехнадзор на одобрение.

Подготовка ремонтного персонала для существующих и перспективных реакторов на быстрых нейтронах

Щеклеин С.Е., Ташлыков О.Л., Уральский ГТУ-УПИ

В технологиях реакторов на быстрых нейтронах (РБН) СССР и Россия имели и имеют самый богатый в мире положительный и под-

крепленный практическими результатами опыт. Тридцать лет успешно работает в коммерческом режиме энергоблок с реактором БН-600. На его основе разработан и реализуется проект энергоблока с реактором БН-800, электрической мощностью 880 МВт. Предусмотрена разработка проекта, референтного для последующей серии коммерческого энергоблока на быстрых нейтронах электрической мощностью 1200 МВт.

Особенностью РБН является затрудненность в доступе к оборудованию и трубопроводам I и II контуров, связанная как с конструктивными особенностями, так и использованием натриевой технологии. Диагностика состояния быстрого реактора является наиважнейшей задачей, т. к. все оборудование находится под слоем натрия, а внешняя поверхность основного корпуса реактора недоступна, она окружена страховочным корпусом. Эти особенности требуют разработки принципиально новых методик контроля и ремонта оборудования натриевых контуров, в том числе дистанционных с использованием суперсовременных средств визуализации и контроля.

К настоящему времени отработана технология безопасного проведения ремонтных работ на РБН с натриевым охлаждением. Для выполнения работ по замене внутриреакторного оборудования реактора (ГЦН, промежуточных теплообменников и т.д.) требуется использование специальных контейнеров и скафандров, исключающих контакт воздуха с натрием.

Важной составляющей безопасности АЭС является качественное техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) её систем и оборудования, которое во многом определяется уровнем подготовки ремонтного персонала.

Кафедра «Атомная энергетика» УГТУ-УПИ имеет многолетний опыт подготовки ремонтного персонала для АЭС, в том числе с РБН. Имеется обширная материально-техническая база, оснащенная средствами для диагностики и ремонта, разработано учебно-методическое обеспечение по дисциплинам, связанным с ремонтным обслуживанием РБН и т.д. Однако для сооружаемых и перспективных инновационных блоков АЭС с РБН требуется внедрение инновационных систем подготовки ремонтного персонала. Для стабильного поддержания высокого уровня материально-технической базы подготовки специалистов по ТОиР РБН необходимо постоянное финансирование. Оно могло бы осуществляться из средств, выделяемых на сооружение инновационных энергоблоков.

Использование РБН неразрывно связано с внедрением замкнутого топливного цикла (ЗТЦ). Поэтому пристальное внимание должно быть уделено организации системы опережающей подготовки специалистов

по ТООР для структурных элементов ЗТЦ в пределах площадки АЭС, так как радиационные характеристики оборудования, участвующего в цикле переработки ОЯТ значительно выше.

Федеральной целевой программой «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010 - 2015 годов и на перспективу до 2020 года» предусмотрено строительство на базе Белоярской АЭС опытно-демонстрационного образца РБН со свинцовым теплоносителем электрической мощностью 300 МВт. Использование свинцового теплоносителя потребует разработки специфической технологии ТООР оборудования I контура, что влечет за собой необходимость организации специальной подготовки ремонтного персонала.

О входном контроле материалов оборудования при строительстве и эксплуатации АЭС (АТПЗ-9-09, АТПП-14-09)

Якушев С.В., Балаковская АЭС

В докладе освещена актуальная тема о повышении эффективности входного и эксплуатационного контроля материалов, трубопроводов, оборудования и их элементов на примере Балаковской АЭС.

1. Организационная структура отдела дефектоскопии металлов и технического контроля.
2. Организация эксплуатационного контроля оборудования и трубопроводов АЭС. Нормативная документация, регламентирующая входной и эксплуатационный контроль.
3. Планирование, разработка рабочих программ контроля входного, эксплуатационного контроля. Использование схем и карт по контролю при проведении контроля.
4. Оформление результатов входного и эксплуатационного контроля по рабочим программам контроля.
5. Анализ результатов эксплуатационного (предэксплуатационного) контроля.
6. Выполнение входного контроля продукции (материалов, полуфабрикатов, комплектующих частей).
7. Нормативные документы при проведении входного контроля полуфабрикатов, запасных частей, отдельных изделий.
8. Приборный парк при проведении неразрушающего входного и эксплуатационного контроля:
 - 1) Автоматизированные дистанционные и механизированные средства контроля;
 - 2) Ручные средства контроля.

Оптимизация ТО и ремонта оборудования АС на базе RCM-методологии

Янченко Ю.А., Долгов А.А., Гуринович В.Д., ОАО «ВНИИАЭС»

Опыт ведущих стран с развитой атомной энергетикой свидетельствует, что значительные резервы повышения эффективности эксплуатации атомных станций находятся в области оптимизации технического обслуживания (ТО) и ремонта. Различные подходы и методология оптимизации категорий ремонтных воздействий, их периодичности и объемов достаточно подробно представлена в документах МАГАТЭ, ВАО АЭС и Института ядерных исследований Европейской комиссии.

Одним из наиболее широко применяемых методических подходов является RCM (Reliability Centered Maintenance), т.е. ТО и ремонт, ориентированные на надежность элементов и обеспечение безопасности. При квалифицированной реализации подход хорошо зарекомендовывает себя в международной практике (ТО) и ремонта сложных технических объектов.

RCM-это методология, позволяющая уйти от принципа (ТО) объектов «чем больше, тем лучше» к принципу «техобслуживание, ориентированное на обеспечение надежности». Подход обеспечивает:

- концентрацию имеющихся ресурсов на участках, где они могут принести максимальную пользу;
- ликвидацию ненужных и неэффективных работ по ТО;
- разработку простых и малозатратных средств проведения диагностики и техобслуживания там, где это возможно;
- создание базы технической документации для программ ТО;
- использование накопленного опыта эксплуатации при определении задач превентивного ТО;
- укрепление взаимодействия между персоналом, занятым управлением энергоблока, и специалистами по разработке и организации программ ТО.

Внедрение методики RCM в 1996-1999 гг. на корейских энергоблоках позволило:

- снизить количество работ по ТО на 56%;
- модернизировать 17% работ по ТО;
- аннулировать 37% работ в программе плановых остановов;
- 24% работ добавить.

В итоге число операций по превентивному обслуживанию снизилось на 18%. Доля операций с календарными промежутками снизилась с 75% до 55%, доля ТО и ремонта по реальному состоянию увеличилась с 2 до 9%, а доля ремонта оборудования с обнаруженными повреждениями — с 23 до 36%.

Средние значения КИУМа после внедрения методики RCM на корейских энергоблоках за 2002–2003 гг. выросли с 92 до 99%.

ВНИИАЭС совместно со специалистами бельгийской компании “Tractebel Engineering” выполнили пилотный проект по оценке эффективности действующего регламента ТО и ремонта системы аварийного и планового расхолаживания энергоблока с РУ ВВЭР-1000 с использованием RCM-методологии. В качестве модели принята история эксплуатации одного из энергоблоков ОАО “Концерн Росэнергоатом”.

Показано, что с учетом фактической надежности входящего в систему оборудования безопасность обеспечивается даже при сокращении 199 работ по ТО и ремонту.

Таким образом, консервативно сократив только половину работ (например, 100), можно значительно уменьшить затраты на ТО и ремонт системы без ущерба для надежности и безопасности.

Разработка и внедрение автоматизированной системы планирования работ по эксплуатационному неразрушающему контролю металла на АЭС

*Александров А.Е., ООО «НПП» Сигма ИТ», Гуцев Д.Ф., Ловчев В.Н.,
ОАО «Концерн Росэнергоатом»*

Автоматизированная система планирования работ по эксплуатационному контролю металла (АС «Контроль металла») предназначена для автоматизации функций по планированию, учету, контролю и анализу работ по оценке состояния основного металла, сварных соединений, наплавленного металла, оборудования и трубопроводов и направлена на автоматизацию следующих основных процессов:

- учета первичной информации в виде заключений по всем используемым методам контроля;
- планирования работ по проведению контроля металла на основе регламентирующих документов по контролю и ранее проведенных работ;
- формирования информации по дефектам, возникающих в результате эксплуатации, в едином информационном пространстве с целью управления ресурсом оборудования и трубопроводов.

АС «Контроль металла» включает в свой состав следующие программные модули: административный модуль, классификатор оборудования и трубопроводов, справочники, графический редактор, модуль «Заявок», модуль «Контроль сменных заданий», модуль «Дефекты», модуль «Конструктор рабочей программы», модуль «Формирование рабочей программы», аналитический модуль.

Разработанная АС «Контроль металла» 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,
- 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.

Системы автоматизированного контроля, применяемые на Кольской АЭС

Игнатов В.Ю., Кольская АЭС

В 1994 году в отделе контроля металла и диагностики Кольской АЭС была создана лаборатория для проведения автоматизированного неразрушающего контроля металла оборудования и трубопроводов 1-го контура. Это стало возможным после приобретения комплекта специализированного оборудования у фирмы Siemens.

Отличие от традиционной дефектоскопии в том, что в автоматизированных системах используются цифровые технологии, а сбор и обработка данных выполняется с использованием специального программного обеспечения.

Первоначальный комплект систем автоматизированного контроля состоял из:

- систем АУЗК корпуса реактора, коллекторов ПГ, ГЦТ Ду-500, САОЗ Ду-250;
- систем вихревого контроля теплообменных труб ПГ, крепежа КР и ПГ;
- систем ТВ осмотра корпуса реактора и коллекторов ПГ.

В период с 1994 года по настоящее время парк систем и количество объектов контроля постоянно увеличивались. Особое внимание уделялось наиболее ответственным сварным соединениям ПГ, ГЗЗ, ГЦН, КД и внедрению технологий, повышающих достоверность и производительность контроля.

Внедрение новейших технологий автоматизированного неразрушающего контроля постоянно находят отражение в планах Кольской АЭС. Устаревающие системы заменяются на более новые, более производительные.

В настоящее время проводится модернизация системы УЗ контроля корпуса реактора с целью использования преобразователей типа «фаза-резонансная решетка».

Компьютерные обучающие системы, как современный метод подготовки персонала

Ковтунов В.В., Ленинградская АЭС

Одной из основных задач Ленинградской АЭС является обеспечение высокого уровня безопасности на всех этапах жизненного цикла энергоблоков станции на основе качественной и всесторонней подготовки персонала.

Реализацией данной задачи занимается учебно-тренировочный центр Ленинградской атомной станции. В качестве приоритетного направления было выбрано подготовка и поддержание квалификации оперативного и ремонтного персонала станции. Инструментами профессиональной подготовки персонала стали являться различные типы компьютерных обучающих систем (КОС), каждая из которых обеспечивает конкретную учебно-методическую задачу.

Рассмотрим сам процесс на примере обучения ремонтного персонала станции.

Цикл обучения всегда, в основном, опирался только на теоретическую часть. Конечно, существовали, и будут существовать стенды для обучения, но они не охватывают всего спектра необходимого оборудования, из-за того, что крайне затруднительна возможность оснастить УТЦ образцами различного типа, по причине их больших габаритов и стоимости. Обучения непосредственно в цехах, с точки зрения радиационного воздействия является не целесообразным, так как основная часть оборудования находится в зоне ионизирующего излучения.

Обычные учебные пособия по ремонту оборудования представляют собой документы, основанные на текстовом и графическом материале. Не всегда такой материал как эскизы, чертежи, текстовые описания и так далее, представляемые в учебных пособиях становятся понятными для обучаемых, особенно вновь прибывшим работникам. Как следствие, человеку сложно усвоить материал, если он не представляет себе визуально, с чем ему придётся работать.

Решить эту проблему помогают компьютерные обучающие системы.

Компьютерная система обучения ремонтным процессам - программно-технический комплекс, предназначенный для обучения персонала АЭС технологиям проведения ремонта оборудования, позволяющий обучающимся самостоятельно или с помощью инструктора изучать устройство и составные части оборудования, осваивать процесс последовательной разборки и сборки оборудования в соответствии с технологическим процессом, знакомиться с принципами дефектовки и восстановления узлов, ознакомиться с конструкцией спец. оснастки и условиями ее применения, изучить схемы строповки и другие особенности ремонтных процессов.

Компьютерная обучающая система даёт возможность визуально и детально изучить каждый объект или узел изучаемого устройства в трёхмерном изображении.

В зависимости от учебных целей система может быть реализована в виде:

- анимационной модели ремонтных процессов (для начального обучения);
- тренажера ремонтных процессов.

Тренажер ремонтных процессов - интерактивный программно-технический комплекс, состоит из анимационных моделей отдельных операций, логической и физической моделей технологического процесса, взаимодействия и свойств объектов моделирования, реализован на персональном компьютере с использованием мультимедийных средств. Объектами моделирования являются как физические объекты (детали оборудования, инструменты, оснастка) так и абстрактные (например, требования по выполнению операций). Тренажёр используется как основное средство обучения тренировки навыков ремонта, при поддержании квалификации и контроля знаний.

Поддержание квалификации

Как известно, в связи с большими межремонтными циклами у персонала теряется навык ремонта оборудования, требуется периодическое поддержание квалификации персонала по направлениям ремонта.

Работники, которые уже проходили обучения на данном тренажёре, в последствии, приходя на повторное обучение, например перед очередным ремонтом оборудования, могут самостоятельно работать с тренажёром. Задача инструктора состоит в том, чтобы в конце обучения проверить знания, предложив решить ряд задач на тренажёре на экзаменационном уровне.

Контроль знаний

Пожалуй, одна из самых сложных задач инструктора заключается в проведении объективного контроля знаний и навыков после каждого

цикла обучения. Как правило, как входной, так и выходной контроль знаний обычно проводится путём устного опроса и письменных ответов на стандартный перечень вопросов. Иногда, такими способами сложно оценить знания и совсем невозможно объективно проконтролировать навыки и способность принимать самостоятельные решения. Тренажёр ремонтных процессов расширяет набор инструментов обучения и проверки знаний, а так же необходимых навыков. С помощью тренажёра инструктор задаёт конкретную задачу обучаемому. Например: произвести разбор узла подшипника скольжения, проверить осевой разбег, произвести правильный подрыв крышки, правильную строповку, набивку сальника и так далее. Таким образом, у обучаемого появляется возможность самому влиять на ход процесса в интерактивном режиме, выбирая компоненты, необходимые для операции.

Компьютерные интерактивные динамические обучающие системы с использованием технологий виртуальной реальности значительно расширили возможности подготовки персонала.

Вследствие использования комплексного подхода при разработке интерактивных компьютерных обучающих систем, их функциональные возможности охватывают все старые инструменты обучения и открывают много новых возможностей.

Восстановление сварных соединений трубопроводов Ду300 из аустенитных сталей — повышение надёжности функционирования систем нормальной эксплуатации и систем важных для безопасности

Ксензов К.С., Ленинградская АЭС

Трубопроводы Ду300 из аустенитных сталей составляют существенную часть трубопроводов контура многократной принудительной циркуляции, системы аварийного охлаждения реактора и системы продувки и расхолаживания. Высокое качество сварных соединений трубопроводов Ду300 и отсутствие дефектов, является важнейшим фактором обеспечивающим надёжную эксплуатацию энергоблоков Ленинградской АЭС.

Начиная с 1997г. при выполнении эксплуатационного контроля на трубопроводах Ду300 из аустенитных сталей, периодически выявлялись сварные соединения не отвечающие нормам оценки качества. Для обеспечения дальнейшей надёжной эксплуатации оборудования проводился комплекс работ по восстановлению таких сварных соединений.

Основной причиной возникновения дефектов, является образование трещин в корнях сварных швов по механизму МКРНП. Для

повышения надёжности систем нормальной эксплуатации и систем важных для безопасности на Ленинградской АЭС выполняется комплекс организационно-технических мероприятий по восстановлению сварных соединений, которые включают в себя:

- выполнение контроля методом АУЗК
- анализ результатов контроля
- принятие решений по методам восстановления дефектных сварных соединений
- разработка производственно технологической документации
- контроль процессов восстановления сварных соединений
- контроль качества восстановленных сварных соединений
- применение технологий для предотвращения трещин по механизму МКРНП

За счет комплекса организационно-технических мероприятий применяемых на Ленинградской АЭС в настоящее время на восстановленных сварных соединениях, повторных дефектов не обнаружено, что повышает надежность эксплуатации оборудования.

Вихретоковый метод неразрушающего контроля термообработанных (ТВЧ) рабочих лопаток из стали 15X11МФ

Самедов Я.Ю., Кутянин В.В., ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

Для повышения износостойкости входные кромки рабочих лопаток подвергают термообработке с использованием ТВЧ. Однако, нарушения в процессе термообработки могут приводить к образованию трещин. Исследования, проведенные в НПО ЦНИИТМАШ показали, что причиной разрушения лопаток являются трещины, образовавшиеся на термообработанных кромках. Наиболее эффективным способом обнаружения поверхностных дефектов (трещин) является вихретоковый метод неразрушающего контроля.

Для своевременного обнаружения трещин была разработана методика вихретокового контроля входных кромок рабочих лопаток из стали **15X11МФ**. Проведенные исследования показали, что на поверхности лопаток возможны локальные структурные изменения. Для отстройки от мешающих факторов были разработаны специальные вихретоковые преобразователи и использован современный вихретоковый дефектоскоп ВД-120.

Проведенные испытания показали высокую эффективность разработанной вихретоковой методики контроля.

Результаты внедрения мероприятий Комплексной программы по предупреждению разрушений и повышению эксплуатационной эрозионно-коррозионной стойкости трубопроводов и оборудования АЭС

*Ловчев В.Н., Гуцев Д.Ф., ОАО «Концерн Росэнергоатом»;
Томаров Г.В., Шипков А.А., ЗАО «Геотерм-ЭМ»*

С 2007 года ОАО «Концерн Росэнергоатом» реализует Комплексную программу № АЭС ПРГ-550К07 по проблеме эрозии-коррозии.

К настоящему времени полностью выполнен объем запланированных работ для энергоблоков АЭС с РУ ВВЭР-1000:

- созданы базы данных о повреждаемости, химсоставе металла, режимах эксплуатации элементов второго контура блоков пилотной по программе Калининской и других АЭС;
- построены компьютерные трехмерные модели конфигурации линий и геометрии проточной части элементов трубопроводов второго контура блоков Калининской и других АЭС;
- аттестован расчетный код «РАМЭК-1» по оценке и прогнозированию локальной эрозии-коррозии элементов трубопроводов и оборудования АЭС;
- на основе расчетно-экспериментального обоснования проведена корректировка и выпущены новые типовые программы эксплуатационного контроля АТПЭ-9-09 для блоков АЭС с ВВЭР-1000, учитывающие гидродинамические условия и режимы работы трубопроводов второго контура;
- разработан и внедрен на пилотном блоке № 2 Калининской АЭС программный комплекс поддержки персонала АЭС по проблемам эрозии-коррозии;

Практические результаты реализации комплексной программы по проблеме эрозии-коррозии внедряются на действующих АЭС с ВВЭР-440, РБМК-1000 и БН-600.

Подготовлены предложения по использованию разработанных в рамках комплексной программы методики и расчетного кода «РАМЭК-1» для повышения эрозионно-коррозионной стойкости трубопроводов и оборудования новых проектируемых АЭС.

Снижение трудозатрат и дозозатрат на АЭС с РБМК-1000 за счет оптимизации коррозионной защиты трубопроводов

*Ловчев В.Н., Гуцев Ю.Н., Козин Ю.Н., ОАО «Концерн Росэнергоатом»;
Юрманов В.А., Умяров Р.М., Юрманов Е.В., ОАО «НИКИЭТ»*

Повышенный уровень коллективных дозозатрат на АЭС с РБМК-1000 обусловлен разветвленностью технологической схемы с большим

количеством компонентов и их соединений, требующих регулярного инспекционного контроля. После монтажа реакторного оборудования и трубопроводов для обеспечения коррозионной защиты от внешней коррозии более тысячи сварных соединений (СС) покрыты алюминием и органо-силикатной композицией ОС-51-03. Опыт эксплуатации подтвердил отсутствие коррозионных повреждений трубопроводов внешней стороны. Программой эксплуатационного контроля предусмотрен контроль СС трубопроводов Ду300 и раздаточных групповых коллекторов (РГК) ультразвуковой дефектоскопией (УЗД). Перед УЗД, а также ремонтом СС со сваркой требуется снятие защитного покрытия и подготовка их поверхностей. Более значительны трудовые и затраты при восстановлении данных покрытий после УЗД согласно требованиям проектно-конструкторской документации. В конце 1990-х г. на блоках РБМК выявлено массовое коррозионное растрескивание СС КМПЦ, развивавшееся с внутренней стороны, что значительно увеличило объемы инспекционных и ремонтных работ в радиационно-опасных условиях с применением сварки, что связано со значительными трудовыми и материальными затратами.

ОАО «НИКИЭТ» с ИЦП МАЭ и ИЦД обследовал коррозионное состояние СС трубопроводов Ду300 и РГК в помещениях КМПЦ Ленинградской, Курской и Смоленской АЭС. Результаты подтвердили удовлетворительное коррозионное состояние металла на внешней поверхности СС в зонах со снятым покрытием, отсутствии дефектов и следов коррозионно-опасных отложений, а также низкой коррозионной агрессивности воздушной среды в помещениях. Таким образом, подтверждено отсутствие условий для развития коррозии на внешней поверхности СС трубопроводов Ду300 и РГК при их дальнейшей эксплуатации без покрытий.

Доказательная база для отказа от восстановления защитных покрытий включает подтверждение отсутствия поверхностных трещин по результатам капиллярной дефектоскопии, а также условий для развития поверхностных трещин в условиях длительной эксплуатации без покрытий. Максимальные концентрации хлоридов на поверхностях СС не достигали 20 мг/м^2 , что ниже минимально необходимых для инициирования растрескивания. Согласно измерениям влажности конденсация влаги не происходит, так как рабочая температура поверхности трубопроводов Ду300 превышает температуру воздушной среды. Таким образом, отсутствует потенциальная возможность достижения точки росы на поверхностях этих трубопроводов.

Отсутствие усиления коррозии на поверхности трубопроводов Ду300 в помещениях КМПЦ, включая трубопроводы системы аварийного охлаждения реактора (САОР) и системы продувки и расхолаживания

(СПиР), в паровоздушной среде при отсутствии защитных покрытий подтвердила возможность отказа от восстановления защитных покрытий на поверхностях их СС после УЗК и ремонта с применением сварки. Обоснованный отказ от восстановления защитных покрытий СС этих трубопроводов обеспечивает значительное сокращение трудозатрат и дозозатрат без снижения эксплуатационной безопасности АЭС с РБМК-1000. ОАО «НИКИЭТ» и проектными организациями внесены изменения в документацию о возможности отказа от восстановления защитных покрытий. Достижимое сокращение трудо- и дозозатрат в конкретных случаях рассчитывается исходя из нормировок операций по удалению покрытий с зачисткой поверхностей и нанесению покрытий, из реальной радиационной обстановки в рабочих зонах, а также объемов инспекционного контроля и ремонта трубопроводов на каждом энергоблоке.

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., Стовбун В.В., ОП НТЦ НАЭК «Энергоатом», Украина

В 2009 году на базе «горячих» камер Института ядерных исследований НАН Украины силами государственного предприятия Национальная энергогенерирующая кампания «Энергоатом» внедрена технология реконструкции образцов-свидетелей (ОС) металла корпусов реакторов (КР) ВВЭР-1000, сертифицированная экспертами Евросоюза и Государственным комитетом ядерного регулирования Украины. Данная технология применена с целью увеличения количества облучаемых образцов корпусной стали реактора для получения дополнительных данных и оценки радиационного охрупчивания материалов КР при подтверждении их проектного срока эксплуатации и его продления.

В связи с недостаточным количеством образцов типа Шарпи, применяются реконструированные образцы изготавливаемые из половинок ОС, испытанных на ударный или трехточечный изгиб. При этом не должны быть изменены свойства металла вставки. Затем, в полученной заготовке выращивается усталостная трещина для испытания на трещиностойкость.

Для выполнения реконструкции ОС и выполнения испытаний «горячие» камеры оснащены необходимым дистанционно управляемым оборудованием.

В докладе дано краткое описание применяемых технологий и оборудования «горячих» камер, а также приведен анализ результатов динамических и статических испытаний образцов на вязкость разрушения до и после реконструкции в рамках аттестации технологии реконструкции. Также приведены экспериментальные данные для металла сварного шва корпуса реактора блока № 1 Южно-Украинской АЭС и оценка степени радиационного охрупчивания металла сварного шва КР с применением технологии реконструкции ОС.

Разработка и внедрение в опытно-промышленную эксплуатацию гамма-дефектоскопа «Стапель 5Se75Ir192»

*Косицын Е.М., Волчков Ю.Е., Хорошев В.Н., ОАО «НИИТФА»;
Козин Ю.Н., ОАО «Концерн Росэнергоатом»*

В соответствии с договором № 2008/4.1.1.1.10.4/29524 от 10.09.2008 г. по заказу ОАО «Концерн Росэнергоатом» в период с 2008 г. по 2009 г. коллективом ОАО «НИИТФА» был разработан, сертифицирован и налажено производство гамма-дефектоскопа нового поколения затворного типа общепромышленного назначения «Стапель 5Se75Ir192», предназначенного для обеспечения неразрушающего контроля радиографическим методом сварных соединений, трубопроводов и наплавов оборудования АЭС в условиях строительства, эксплуатации и ремонта.

Гамма-дефектоскоп создан для замены находящихся в эксплуатации хорошо зарекомендовавших себя гамма-дефектоскопов серии «Стапель 5», но на сегодняшний момент выработавших в большинстве своем технический ресурс и не соответствующих современным требованиям по радиационной безопасности и нормативной документации по конструкции и эксплуатации гамма — дефектоскопов (в том числе и международных).

Для расширения возможностей радиографического контроля аппарат может использоваться с одним из двух типов источников гамма-излучения Se-75 (акт. до 80 Ки) или Ir-192 (акт. до 5 Ки) для контроля сварных соединений трубопроводов и наплавов толщинами по стали от 5 до 60 мм.

Масса радиационной головки — до 10 кг. Ручной привод обеспечивает управление (дистанционное) затвором биологической защиты радиационной головки с расстояния до 5 м и предусмотрена возможность местного управления режимами работы в случае необходимости.

Биологическая защита аппарата снижает МЭД на уровне до санитарных норм, действующих нормативных требований ПОРБ-99; ГОСТ 23764-79.

Гамма-дефектоскоп и транспортно-перезарядный контейнер сертифицированы, как радиационные упаковки тип В (И).

Радиационная головка снабжена блокировками безопасности и световой сигнализацией, указывающей нахождение источника ИИ в положениях «Хранения», «Просвечивания».

Радиационная головка формирует фронтальный пучок γ -излучения с размерами $F \times 0.5F$ поля или без коллиматора $F \times F$ (F -фокусное расстояние).

Изготовленный гамма-дефектоскоп «Стапель Se75Ir192» передан на опытно-промышленную эксплуатацию на Балаковскую АЭС в январе 2010г.

В процессе разработки аппарата при участии ООО НПО «ЦНИИТ-МАШ» была разработана «Методика радиографического контроля сварных соединений оборудования и трубопроводов АЭС в диапазоне толщин 5-40 мм по стали с использованием радионуклидного источника Селен-75», что позволило расширить диапазон контролируемого материала при применении данного типа источника .

Аппарат сертифицирован В/О Изотоп сертификат № RUS/5752/ В(U)-96 от 04.02.2010 г.

Алгоритм расчета на прочность трубопроводов, получивших локальные изменения толщины стенки вследствие эрозионно-коррозионного износа

Сергеева Л.В., РНЦ «Курчатовский институт»

Последствия эрозионно-коррозионного износа относятся к числу главных вызовов для трубопроводов и оборудования энергетических ядерных реакторов в свете обеспечения безопасной эксплуатации.

Оценка опасности разрушения трубопроводов и оборудования, вызванного появлением эрозионно-коррозионного утонения, а также выработка критериев для принятия решения о целесообразности дальнейшей эксплуатации трубопровода или оборудования, имеющих локальные утонения, требуют определения напряженно-деформированного состояния участка трубы, содержащей такой дефект. Для достижения этих целей в РНЦ «Курчатовский институт» разработан комплекс конечно-элементных методик и вычислительных программ **ERKO**.

В основу расчетной программы положена трехмерная теория толстенных оболочек. Имеется возможность рассматривать изменение толщины стенки, которое может возникнуть в любой зоне колена, трубопровода или корпуса. При этом каверна от эрозионно-коррозионного износа может быть ориентирована под произвольным углом к оси симметрии трубопровода, системы или корпуса оборудования. Программа позволяет задавать утонение стенки трубы или корпуса со сложной пространственной геометрией.

Совершенствование электротехнического оборудования, систем контроля и управления

Модернизация информационного комплекса типа М-60 на базе средств комплекса ПАССАТ

*Мякишев Д.В., Столяров К.А., Тархов Ю.А., ООО НПП
«КОМПЛЕКСЫ и СИСТЕМЫ»*

Известно, что информационные комплексы (ИК) типа М-60 наряду с ИК типа М-64 применялись в СКУ энергоблоков на реакторах типа ВВЭР для сбора технологической информации от датчиков и передачи ее в ИВС для дальнейшего хранения и отображения на экранах АРМ операторов с целью оперативного контроля состояния энергоблока.

При модернизации СКУ энергоблока №5 НВАЭС, проводимой в рамках процедуры продления ресурса, возникла необходимость замены морально и физически устаревшего оборудования ИК М-60 на современное. Работа по созданию модернизированного М-60 была поручена предприятию «КОМПЛЕКСЫ и СИСТЕМЫ». В результате этой работы нашим предприятием в тесном сотрудничестве с предприятиями КБ «Технаб», ВНИИАЭС и специалистами НВАЭС было разработано, изготовлено и испытано изделие ПАССАТ УСО ИВС, предназначенное для реализации функций сбора и обработки сигналов от датчиков энергоблока №5 НВАЭС и планируемое к использованию взамен М-60.

Изделие обеспечивает выполнение следующих функций:

- прием от технологического объекта дискретных однопозиционных сигналов типа «сухой контакт», аналоговых сигналов (4 - 20 мА; 0 - 5 мА; 0 - 20 мВ; 0 - 50 мВ, сигналов термопреобразователей сопротивления);
- преобразование выходных сигналов датчиков температуры (термопар и термосопротивлений) в значения измеряемого параметра (температуру);
- контроль достоверности полученной и записанной информации;
- распределение информации по архивным файлам баз данных;
- считывание архивированной информации и разархивирование;
- передачу информации на верхний уровень ИВС энергоблока АЭС.

Изделие обеспечивает следующие возможности и режимы работы:

- возможность непрерывной, круглосуточной работы с учетом работ по техническому обслуживанию;
- двукратное резервирование (дублирование) выполняемых функций;
- запитку датчиков типа «сухой контакт» и термопреобразователей сопротивлений;
- сохранность обрабатываемой технологической информации при исчезновении питания, авариях и отказах;
- обмен информацией с внешними системами по сети Ethernet IEEE-802.3u со скоростью передачи данных 100 Мбит/с;
- защиту оборудования от несанкционированного доступа;
- гальваническую развязку между входными каналами.

Изделие включает в свой состав 8 шкафов, которые в общей сложности обеспечивают прием 2000 аналоговых и 1392 дискретных сигналов, комплект дополнительного оборудования. Кроме того по заданию НВАЭС был разработано, изготовлено и поставлено сервисное оборудование — два шкафа технического обслуживания (ТО) и калибровки.

Шкаф ТО и калибровки предназначен для обеспечения оперативно-го контроля работоспособности, градуировки, калибровки и поверки измерительных каналов средств комплекса ПАССАТ УСО ИВС.

В настоящее время изделие ПАССАТ УСО ИВС поставлено на НВАЭС и ждет своего часа начала монтажа и последующей пусконаладки.

Новые силовые трансформаторы и шунтирующие реакторы производства ОАО «Электрозавод»

Сильдин Н.В., ОАО «ПК ХК Электрозавод»

ОАО «Электрозавод» является одним из крупнейших производителей трансформаторного оборудования в России. Предприятие предлагает заказчикам более 3000 типов и типоразмеров трансформаторного и реакторного оборудования, как сухих, так и с жидким диэлектриком.

Ежегодно на предприятии разрабатывается и осваивается в производстве не менее 10 типов новых мощных трансформаторов и реакторов и не менее 30 новых типоразмеров ранее выпускавшихся изделий.

Следуя программе освоения новых трансформаторов ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» 1997 г. по 2010 г. разработал и освоил свыше 60 типов новых мощных силовых трансформаторов, в том числе серия автотрансформаторов 500 кВ, 330 и 220 кВ, 12 типов блочных транс-

форматоров 110-500 кВ, 10 типов трансформаторов собственных нужд, серии двух- и трехобмоточных трансформаторов 110 кВ мощностью от 10 до 80 МВА, 12 типов силовых трансформаторов для металлургии, работающих в режиме резко-переменных нагрузок, на напряжение 110 и 220 кВ мощностью от 40 до 160 МВА.

В 2007 г. разработан и изготовлен головной образец блочного трансформатора для Курской АЭС типа ТДЦ-630000/330. Трансформатор обладает существенно сниженными по сравнению нормативными весовыми показателями и отвечает всем прочим действующим требованиям. Трансформатор имеет потери холостого хода, сниженные на 38% по сравнению с требованиями ГОСТ, транспортная масса снижена на 22%, полная масса на 14,5%, масса масла на 13%.

В 2009 году изготовлены и испытаны блочные трансформаторы типа ОРЦ-417000/750 для Калининской АЭС. Данные трансформаторы являются первыми трансформаторами класса 750 кВ, изготовленными на территории России. В трансформаторе обеспечено снижение потерь холостого хода на 15%, короткого замыкания на 10 %, полной и транспортной массы на 15%. Трансформаторы являются полностью взаимозаменяемыми с ранее изготавливавшимися трансформаторами другого производителя.

Разработаны и серийно выпускаются принципиально новые конструкции шунтирующих реакторов РОМБСМ-60000/500 и РОМБС-110000/750, управляемый шунтирующий реактор УНШРТД-180000/500. В результате разработки значительно улучшены технико-экономические, массогабаритные и виброакустические характеристики реакторов, достигнуто соответствие лучшим зарубежным образцам. Потери снижены с 210 до 120 кВт в реакторе 500 кВ, с 320 до 200 кВт — в реакторе 750 кВт.

В реакторах достигнут минимальный уровень вибраций (механический колебаний) бака и арматуры на баке не более 35 мкм.

В настоящее время по уже подписанным договорам ведется разработка новых трансформаторов типа ОРДЦ-533000/500 для Нововоронежской АЭС и ОРДЦ-533000/330 для Ленинградской АЭС. Также начата разработка трансформатора ТЦ-630000/500 для Ростовской АЭС.

Все трансформаторы новой разработки проектируются и изготавливаются как энергоэффективное оборудование нового поколения с применением современных решений обеспечивающих высокую надежность изделий в эксплуатации и длительный срок службы.

Диагностика состояния контрольных кабелей с полиэтиленовой изоляцией в условия эксплуатации на атомных станциях

Кононенко А.И., ФГУП «НИИП»

Для оценки и прогнозирования состояния полиэтиленовых изоляционных кабельных материалов применяют метод дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК). В качестве показателей состояния традиционно используют время индукции ВИ, либо температуру начала окисления ТНО, определяемые при изохронной и изотермической выдержке микропроб изоляции в ячейке прибора ДСК. Основным недостатком такого подхода — длительный предварительный объем работ, связанный с определением начальных и предельных значений показателей состояния ВИ или ТНО для каждой марки изоляционного материала.

В рамках работ по определению фактического состояния и остаточного срока службы кабелей систем внутриреакторного контроля типа КПЭТИнг с сшитой полиэтиленовой (СПЭ) изоляцией предложен подход позволяющий прогнозировать состояние изоляции по величинам ВИ и ТНО без определения их начальных и предельных значений, основанный на одновременном измерении ВИ и ТНО и установленной зависимости между этими показателями. Срок службы СПЭ изоляции при тепловом старении рассчитывается по формуле:

$$\tau(T) = a \cdot \exp\left(\frac{E_a}{RT}\right), \quad (1)$$

где E_a - энергия активации процесса окисления; a - постоянный предэкспоненциальный множитель; R - постоянная Больцмана; T - температура эксплуатации. Такой подход предполагает, что срок службы СПЭ изоляции при повышенной температуре эксплуатации ($\geq 45^\circ\text{C}$) равен ВИ при температуре эксплуатации.

Для определения E_a проводят испытания микрообразцов СПЭ в ячейке прибора ДСК при различных температурах изотермической выдержки $T_{\text{изо}}$ в диапазоне от 200 до 230°C. По результатам испытаний исходя из линейной зависимости $\ln(\text{ВИ})$ от $1/kT_{\text{изо}}$ определяют величину энергии активации.

Для определения величины a проводят измерения ТНО микрообразцов при скоростях подъема температуры α . Обычно скорость α выбирают в диапазоне от 2 град/мин до 10 град/мин в ячейке прибора ДСК, начальная температура измерений T_0 соответствует комнатной. Затем величину a рассчитывают по формуле:

$$a = \frac{1}{\alpha} \int_{T_0}^{T_{\text{НО}}} e^{-\frac{E_a}{kT}} dT. \quad (2)$$

Для оценки влияния радиации на срок службы кабелей были проведены ускоренные терморadiационные испытания образцов кабелей типа КПЭТИнг, облучение проводили при температуре 75°С и мощности поглощенной дозы 0,6 Гр/с. Из результатов этих испытаний было определено, что E_a сшитой ПЭ изоляции кабеля КПЭТИнг не меняется вплоть до поглощенной дозы 1590 кГр, а величина a экспоненциально зависит от дозы D .

Таким образом, для оценок срока службы кабелей с ПЭ изоляцией в условиях одновременного воздействия γ - радиации и повышенной температуры можно использовать формулу:

$$\tau(T, \gamma) = a \cdot \exp\left(\frac{E_a}{RT}\right) \cdot \exp(-k \cdot D), \quad (3)$$

где k — коэффициент, зависящий от типа изоляции.

Рекомендации по диагностике дефектов в контрольных кабелях атомных станций

Циканин А.Г., ФГУП «НИИП»

Задачи диагностики дефектов в кабелях — это их поиск, идентификация и локализация.

Дефекты КЛ можно разделить на устойчивые и неустойчивые, простые и сложные:

- к устойчивым дефектам относятся такие простые дефекты, как короткие замыкания (КЗ) и обрывы; характерной особенностью устойчивых дефектов является неизменность сопротивления в месте дефекта с течением времени и под воздействием различных дестабилизирующих факторов;
- к неустойчивым дефектам относятся утечки, продольные сопротивления проводников с большими величинами сопротивлений, увлажнение в местах нарушения изоляции и другие; неустойчивые дефекты могут самоустраниваться, оставаться неустойчивыми или переходить при определенных условиях в устойчивые; сопротивление в месте неустойчивого дефекта может изменяться как с течением времени, так и под воздействием различных дестабилизирующих факторов (напряжения, тока, температуры и др.).

Устойчивость дефекта может быть определена посредством измерения сопротивления изоляции и «прозвонки» дефектного кабеля при отсутствии или наличии дестабилизирующих факторов.

Как показала практика, для кабелей в пучках не применим пробой с подачей повышенного напряжения большой мощности, чтобы на-

верняка перевести высокоомные дефекты в низкоомные устойчивые с последующей их фиксацией либо визуально, либо техническими методами. Это может привести к повреждению соседних кабелей в процессе испытаний за счет большой энергии, выделяющейся в месте неконтролируемого пробоя.

Для оперативной диагностики дефектов необходимо применять:

- дистанционные методы (локационные, синусоидальные и мостовые) при измерениях с одного конца кабеля;
- топографические (трассовые) методы при измерениях вдоль кабельных линий.

При этом сначала прибором дистанционного типа определяют зону нахождения дефекта, а затем трассовым прибором в этой зоне находят КЛ и определяют точное местонахождение дефекта.

Вначале проверяют целостность КЛ методами «прозвонки» и импульсной рефлектометрии на предмет наличия простых дефектов, макронеоднородностей (соединений, присоединений, перегибов с малым радиусом, вставок, других явных неоднородностей) и определения фактической длины кабеля. Если в процессе проверки целостности КЛ простых дефектов (обрывов, КЗ) не обнаружено, переходят к поиску высокоомных дефектов, т.е. мест с пониженным сопротивлением изоляции (ПСИ), методом «прозвонки» мегомметром напряжением до 1000 В.

Для перевода высокоомных дефектов в низкоомные рекомендуется использовать контролируемый пробой с помощью высоковольтного биполярного источника постоянного напряжения с регулируемым ограничением пробивного тока.

Осмотрев поврежденный кабель в месте нахождения дефекта, служба ремонта производит его ремонт или заменяет поврежденный участок. Об этом делается запись в кабельном журнале. После этого, диагностика КЛ повторяется до полного выявления всех имеющихся дефектов.

Применение метода восстановленного напряжения для диагностики состояния изоляции электрооборудования и кабелей на атомных станциях

*Кононенко А.И., Хохряков А.В., Слабоус Р.В., Ратников Д.А.,
ФГУП «НИИП»*

В рамках работ по оценке фактического состояния и прогнозирования срока службы электрооборудования и силовых кабелей в дополнительный срок эксплуатации энергоблоков атомных станций предложен новый подход к оценке состояния электрической изоля-

ции по параметрам восстановленного напряжения (ВН). Этот подход позволяет выделить вклад объемной поляризации и электропроводности на основании анализа формы кривой ВН $U_r(t)$, используя для ее описания полуэмпирическую модель в виде суммы экспонент с постоянными параметрами A_i и τ_i :

$$U_r(t) = \sum_{i=1}^n A_i \cdot \exp\left(-\frac{t}{\tau_i}\right), \quad (1)$$

где t — время. Причем $U_r(t)$ имеет традиционно отрицательную полярность, короткоживущие компоненты A_i принимает здесь положительные значения, а долгоживущие — отрицательные.

В качестве показателя величины объемного заряда в изоляции использовали величину максимума U_{rm} нормированной кривой $U_r(t)$:

$$RU1_m = \left| \frac{U_{rm}}{A_+} \right|, \quad (2)$$

где A_+ — нормировочный коэффициент, который определяется как сумма интенсивностей положительных короткоживущих компонент по модели (1). A_+ пропорционален остаточной поляризации контролируемой изоляционной системы в момент начала измерения ВН, т.е. $t=0$.

В качестве, показателя величины электропроводности изоляции использовали показатель, определяемый как отношение U_{rm} к общей площади положительных короткоживущих компонент S_+ :

$$RU2_m = \left| \frac{U_{rm}}{S_+} \right|. \quad (3)$$

Определенный таким образом параметр $RU2_m$ представляет собой нормировку U_{rm} на заряд, обусловленный релаксацией короткоживущих положительных компонент.

Применение показателей $RU1_m$ и $RU2_m$ для оценки состояния изоляции обмоток статора мощных электродвигателей (ЭД) напряжением 6 кВ позволило определить, что на первом длительном этапе старения идет накопление объемного заряда в изоляционной системе, на втором — значительно увеличивается объемная электропроводность. На основе полученных данных по контролю состояния представительных ЭД с разным сроком эксплуатации и мощности разработана модель старения изоляции обмоток статора, позволяющая оценивать ее остаточный срок службы.

Для силовых кабелей с пропитанной бумажной изоляцией новый подход дает возможность контролировать такие типичные дефекты в эксплуатации, как осушение пропиточного состава и увлажнение изоляции по всей траектории ее старения, от бездефектного до предельного состояний.

Таким образом, использование новых показателей для оценки состояния электрической изоляции методом ВН превращает его в мощный инструмент для проведения неразрушающей диагностики состояния изоляции кабелей и обмоток вращающихся машин.

Диагностика технического состояния вращающихся электродвигательных агрегатов методом спектрального анализа мощности электродвигателя и измеренных вибросигналов

Караулов А.А., Степаненко Е.И., ОАО «ВНИИАЭС»

Для выполнения интегральной оценки технического состояния вращающихся электродвигательных агрегатов предлагается комплексная система из стационарно устанавливаемого прибора мониторинга технического состояния электродвигателя и портативных анализаторов вибрационного состояния узлов агрегата.

Прибор мониторинга технического состояния электродвигателя построен на использовании метода спектрального анализа измеряемых фазных токов и напряжений диагностируемого электродвигателя. В процессе работы прибора создаётся математическая модель асинхронного электродвигателя с короткозамкнутой обмоткой ротора. Для работы требуется подключение к измерительным цепям тока и напряжения диагностируемого электродвигателя в ячейке выключателя в распределительном устройстве. Доступ к агрегату для выполнения диагностики не требуется.

Примененные математические и программные средства позволяют выполнять диагностику текущего технического состояния и длительное наблюдение с сигнализацией о появлении дефекта в одном из узлов агрегата, как собственно электродвигателя, так и приводимого в действие механизма. Измеренные аналоговые сигналы фазных токов и напряжений преобразуются в расчетные параметры (8 электрических и 12 механических), характеризующие состояние электрической и механической части вращающегося агрегата. При первом включении прибора в режиме «Изучение» автоматически создаётся «опорная» математическая модель диагностируемого электродвигателя, относительно которой контролируются все дальнейшие изменения в техническом состоянии агрегата. Результаты могут быть считаны с дисплея прибора непосредственно. Пятиступенчатая световая сигнализация даёт информацию о степени развития дефекта. С помощью прикладного программного обеспечения выполняется детальный анализ с графическим представлением частотного спектра вычисленной плотности мощности работающего электродвигателя. Длительность наблюдения

(мониторинга) над техническим состоянием агрегата не ограничена, информация может считываться по локальной вычислительной сети и помещаться на хранение в отведенное место.

Анализаторы сигналов вибрационного контроля раскладывают полученные сигналы от вибродатчиков в частотный спектр, в котором, при наличии дефекта имеются сигналы (пики) на частотах, характерных для каждого дефекта. Спектральный анализ позволяет определить причину изменения вибрационного состояния агрегата в механической и электрической части агрегата.

Оценка состояния дается по наличию (отсутствию) сигналов в виде пиков в известных областях частотного спектра., исходя из условия, что каждому дефекту соответствует своя характерная частота или полоса частот. Диагностика выполнялась в порядке опытной эксплуатации на Балаковской АЭС и Курской АЭС.

Таким образом, представляемая система диагностики позволяет давать оценку техническому состоянию вращающегося электродвигательного агрегата, контролируя взаимосвязанные изменения в механической системе (вибрация) и в электрической системе (величина и форма магнитного потока в воздушном зазоре электродвигателя, что повышает её достоверность.

Опыт создания и внедрения современной системы внутриреакторного контроля (СВРК-М) для реакторов ВВЭР-1000

Калинушкин А.Е., Митин В.И., Семченков Ю.М., Ковель А.И., Мусихин А.М., Мильто Н.В., Филатов В.П., РНЦ “Курчатовский институт”

СВРК является основным средством контроля условий эксплуатации ядерного топлива в активной зоне ВВЭР.

Целью создания современной СВРК (СВРК-М) для ВВЭР-1000 были:

- повышение качества и уровня безопасности;
- повышение точности, надежности и оперативности контроля условий эксплуатации ядерного топлива и тепловой мощности реактора;
- выявление реальных запасов до допустимых пределов по внутриреакторным параметрам.

Основные задачи, решаемые СВРК-М:

- оперативный контроль нейтронно-физических и теплогидравлических параметров активной зоны, первого и вторых контуров энергоблока;

- формирование сигналов защиты по внутриреакторным локальным параметрам активной зоны;
- обнаружение выхода параметров, определяющих эксплуатационные пределы и пределы безопасной эксплуатации РУ, за допустимые значения и сигнализация об этом персоналу;
- создание архива данных по истории эксплуатации активной зоны. Основные отличительные особенности СВРК-М:
- устранение запаздывания родиевого ДПЗ для оперативного контроля энерговыделения в активной зоне;
- оперативный и независимый контроль тепловой мощности реактора по показаниям родиевых ДПЗ;
- контроль, аварийная и предупредительная защита по внутриреакторным локальным параметрам;
- внутриреакторная шумовая диагностика;
- отличие расчетной части программного обеспечения СВРК-М от используемого проектного кода.

Создание СВРК-М прошло все необходимые стадии:

- технические задания;
- макетные и полигонные испытания, испытания прототипов на АЭС;
- технические проекты;
- рабочая и эксплуатационная документация;
- предварительные автономные испытания на площадке изготовителя и на АЭС;
- комплексные испытания на АЭС;
- опытная и опытно-промышленная эксплуатация, испытания в процессе ПНР на АЭС;
- приемочные испытания;
- сопровождение в процессе промышленной эксплуатации на АЭС.

Проект СВРК-М одобрен Ростехнадзором РФ, оборудование и программное обеспечение сертифицировано уполномоченной фирмой «Атомсертифика».

Особое внимание было уделено разработке и внедрению новой функции СВРК-М — защите по локальным параметрам. Были выполнены следующие работы:

- расчетное обоснование возможности реализации;
- разработка решений по аппаратным и программным средствам в соответствии с требованиями современной нормативной базы;
- макетные и полигонные испытания;
- испытания и эксплуатация на действующих энергоблоках;
- разработка процедур периодического контроля выполнения функции в процессе эксплуатации и в период ППР.

В настоящее время функция защиты находится в промышленной эксплуатации на АЭС «Тяньвань» и АЭС «Козлодуй», где яв-

ляется составной частью обоснования безопасности энергоблоков. Правильность функционирования функции защиты в процессе реальной эксплуатации была подтверждена при динамических испытаниях 2 блока АЭС «Тяньвань».

Большой объем теоретических и практических работ был выполнен для промышленного внедрения на проектах ВВЭР повышенной безопасности внутриреакторной шумовой диагностики в составе СВРК-М.

В процессе испытаний и эксплуатации СВРК-М получены следующие значения неопределенностей:

- максимальное линейное энерговыделение - 5,4%;
- максимальная мощность ТВС – 5%;
- средневзвешенная мощность реактора – 2%;
- температура теплоносителя (на нулевой мощности в горячем состоянии) – 0,3°C;

В настоящее время СВРК-М находится в эксплуатации на следующих энергоблоках:

- 1-3 блоки Балаковской АЭС;
- 1-3 блоки Калининской АЭС;
- 2 блок Ростовской АЭС;
- 5 и 6 блоки АЭС «Козлодуй»;
- 1 и 2 блоки АЭС «Тяньвань».

На Балаковской АЭС СВРК-М обеспечило эксплуатацию на 104%
Нном

Планируется развитие СВРК-М за счет новых функций:

- контроль эксплуатационных ограничений по нагрузке топлива в процессе выгорания активной зоны для повышения эксплуатационной гибкости топливных циклов;
- информационная поддержка по оптимальному ведению водно-химического режима первого контура для повышения надежности эксплуатации топлива.

СВРК-М является составной частью проекта АЭС-2006 и других проектов ВВЭР повышенной безопасности.

Опыт внедрения СВРК-М показал, что создана современная система внутриреакторного контроля, обеспечивающая повышение качества и уровня безопасности и реализацию программ концерна «Росэнергоатом» по повышению мощности, удлинению топливных циклов и продлению сроков эксплуатации реакторов типа ВВЭР.

Повышение мощности, продление срока службы и увеличение межремонтного цикла генераторов для АЭС

Жуков Д.В., ОАО «Силовые машины»

Концерн «Силовые машины» в течение длительного времени является одним из основных российских поставщиков энергетического оборудования. На территории стран России и стран СНГ более 90% атомных электростанций оснащены генераторами производства филиала «Электросила» концерна «Силовые машины».

На сегодняшний день на атомных станциях России и СНГ эксплуатируются турбогенераторы с водородно-водяным охлаждением мощностью 200, 500 и 1000 МВт, многие из которых выработали заявленный ресурс.

В соответствии с принятым в концерне «Росэнергоатом» решением о повышении единичной мощности эксплуатирующихся блоков, а также с планируемым переходом на 18-ти месячный топливный цикл, и как следствие, увеличение межремонтных циклов, Филиал «Электросила» ОАО «Силовые машины» разработал программу модернизации эксплуатирующихся на АЭС турбогенераторов с целью обеспечения их работы на повышенной мощности, а также обеспечения надежной длительной работы.

Программы модернизации разработаны для каждого типа турбогенераторов на основе опыта эксплуатации генераторов как на атомных так и на тепловых электростанциях и их объем зависит от технического состояния оборудования.

С целью определения технического состояния оборудования первым этапом проведения модернизации является проведение обследования, включающее в себя обследование сердечника статора, крепления обмотки, проведение тепловых испытаний и др.

На основе результатов обследования принимается решение о выборе варианта модернизации турбогенератора. Независимо от принятого варианта модернизации, в связи со сложностью выполнения работ, модернизация проводится в заводских условиях Филиала «Электросила».

На сегодняшний день разработанные программы модернизации предусматривают повышение мощности турбогенераторов ТВВ-220-2 до 250 МВт, турбогенераторов ТВВ-500-2 до 550 МВт, турбогенераторов ТВВ-1000-2 до 1040 МВт и турбогенераторов ТВВ-1000-4 до 1070 МВт.

После проведения модернизации все турбогенераторы оснащаются усовершенствованной системой тепло- и виброконтроля активных частей статора с целью обеспечения постоянного мониторинга

состояния оборудования. Внедрение комплекса диагностических систем позволит осуществлять мониторинг состояния оборудования в процессе работы, получать объективную информацию о тепловом и вибрационном состоянии турбогенератора, что позволит предупреждать возможные аварии оборудования и более точно определять объем работ по ревизии и ремонту оборудования во время плановых ремонтов.

Итоги работ по диагностике электрооборудования схемы выдачи мощности АЭС, рекомендации по повышению надежности работы электрооборудования

Ярошенко И.В., ООО «Диагностические комплексы и системы»

Рассмотрены вопросы эксплуатационной надежности элегазовых трансформаторов тока. Проанализированы причины появления дефектов и их развитие. На примере совместного обследования ТТ на заводах АВВ и Тренч показаны методы контроля и варианты повышения надежности элегазовых ТТ.

Приводятся результаты комплексного обследования, обеспечивающего повышение достоверности определения технического состояния турбогенераторов и ГЦН за счет применения различных методов диагностики — измерения разрядной активности ТГ и токопроводов, тепловизионного контроля всех элементов генератора, анализа спектров вибрации емкостного тока и локации мест с повышенной вибрацией. Приводятся данные по Смоленской и Белоярской АЭС.

Новые разработки и перспективные программы ОАО ЗТР

Конторович Л.Н., Басс А.М., ОАО «Запорожтрансформатор», г.Запорожье, Украина

ОАО ЗТР — крупнейший изготовитель трансформаторного оборудования в странах СНГ. Завод изготавливает полный спектр силовых трансформаторов и реакторов, требуемых заказчикам. Более 50% оборудования (блочные трансформаторы, автотрансформаторы, трансформаторы собственных нужд и пускорезервные), установленного на объектах генерации РФ, произведены ОАО ЗТР. Из них, практически все блочные трансформаторы — производства ОАО ЗТР. Атомная энергетика РФ на 95% оборудована блочными трансформаторами ОАО ЗТР, что связано с повышенными требованиями к надежности и безопасности оборудования.

Наличие собственной сильной конструкторской службы обеспечивает проектирование и изготовление изделий, учитывающих все

особенности эксплуатации. Ежегодно осваивается не менее 50 новых типов. Применение высококачественных материалов, прогрессивных конструкторских решений и технологических процессов дает возможность выпуска трансформаторов с потерями и массами, сниженными по сравнению с требованиями ГОСТ на 15-20%. Совершенствование применяемых расчетных методик и конструкторских программ обеспечивают высокую электрическую и механическую прочность, надежность и долговечность выпускаемой продукции. Модернизация старого и освоение нового парка производственного оборудования повысили продуктивность до 60000 МВА/год. Реконструкция испытательной станции дала возможность удовлетворять самых взыскательных заказчиков.

Высокий технический уровень продукции и достигнутая культура производства подтверждаются широкой географией поставок. ОАО ЗТР традиционно поставляет свои изделия не только в страны СНГ, но и в Латинскую Америку, на Ближний Восток. Последним крупным заказом является полученный в консорциуме с фирмой Crompton Greaves контракт на поставку 86 реакторов 750 кВ в Индию. Следует отметить, что подобные контракты заключаются только после тщательного проведенных аудитов со стороны заказчиков. Проверка включает в себя не только знакомство с системой качества, посещение цехов, но и подробный «design review» проектов. ОАО ЗТР является сертифицированным поставщиком для известных компаний SIEMENS, AREVA, ALSTOM, IBERDROLA, ABENGOA, MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, ABB, UNION FENOSA, ECOBANA, E.ON, TECHINT, GAMA POWER, ENCA.

Существенное место в объеме выпуска занимают управляемые шунтирующие реакторы. Начиная с 1991 года, выпущено более 50 штук различных мощностей и напряжений. Опыт использования подтвердил целесообразность широкого внедрения данных устройств, обеспечивающих регулирование реактивной мощности от 0 до 100% в течение долей секунды.

ОАО ЗТР имеет большой опыт поставок оборудования с системами мониторинга, обеспечивающими не только информацию о текущем состоянии изделия, но и доступ к аналогичным параметрам, зарегистрированным за предыдущий срок службы. Это дает возможность оценивать ресурс, принимать решения о допустимости предстоящих перегрузок. Использование для мониторинга не только покупных систем, но и собственных разработок, позволяет обеспечивать применение математических моделей, основанных на данных ОАО ЗТР, что повышает точность оценки состояния оборудования и принимаемых решений.

С 2006 по 2010 год ОАО ЗТР осуществил поставку 110 единиц блочных трансформаторов, автотрансформаторов, трансформаторов собственных нужд и шунтирующих реакторов для российских генерирующих компаний в объеме более 14 000 МВА. Завод настроен и в дальнейшем серьезно работать на этом рынке, обеспечивая своих клиентов надежным и долговечным оборудованием мирового класса.

Состояние внутриреакторного термоконтроля и анализ основных теплофизических характеристик РУ на блоках Калининской АЭС

*Бай В.Ф., Богачек Л.Н., Макаров С.В., Лупишко А.Н.,
Калининская АЭС*

Энергоблоки ВВЭР-1000 (В-338, В-320) оснащены уникальной системой внутриреакторного контроля. Из 163 ТВС 151 ТВС имеет прямые измерения энерговыделения или температуры теплоносителя на выходе из ТВС.

Опыт эксплуатации показал, что из-за конструктивных особенностей штатной ТВС, данные, получаемые по термоконтролю СВРК (95 ИК), имеют существенную систематическую погрешность (ПЭЛ-эффект). Эта погрешность снижает эффективность контроля условий эксплуатации ТВС в активной зоне.

При разработке ТВСА была поставлена задача по устранению явления ПЭЛ-эффекта. Главным конструктором ТВСА (ОКБМ) разработаны термометрическая (модернизированная) головка и центральный направляющий канал (ЦНК). Проведены комплексные стендовые исследования и реакторные испытания на первом энергоблоке Калининской АЭС [1].

По результатам испытаний принято «Решение ...» по промышленной эксплуатации ТВСА с термометрической головкой и ЦНК на энергоблоках Калининской АЭС [2].

В период ПНР на блоке 3 была проведена доработка БЗТ по совмещению наконечников ТП СВРК в нижней плите БЗТ с расположением сопловых трубок в термометрической головке ТВСА. Поэтому в сообщении представлены данные, в основном полученные на этом блоке.

Начиная со второй топливной кампании блока 3, подпитка активной зоны осуществлялась свежими ТВСА с термометрической головкой. С пятой топливной кампании все ТВСА установленные в активную зону имеют термометрическую головку.

В пятую топливную кампанию на опытную эксплуатацию установлены 4-е КНИ2Т, имеющие 3 ТП по высоте активной зоны, расположенные в ЦНК ТВСА [3].

В докладе представлены данные по сравнению показаний ТП СВРК, установленных в БЗТ и показаний ДПЗ в восьми ячейках активной зоны, имеющих ТП и КНИ, а также показаний ТП СВРК (БЗТ) и КНИ2Т, установленных в одной ячейке активной зоны. Авторами приводятся данные по показаниям ТП СВРК в центральных и периферийных ячейках активной зоны с учетом расположения наконечника ТП СВРК в нижней плите БЗТ, а также продемонстрировано относительное влияние перемешивающих решеток ТВСА на показания ТП СВРК как в центральной, так и периферийной ячейках активной зоны.

На основании полученных данных делается вывод о целесообразности модернизации ПО СВРК-М, позволяющей использовать показания ТП СВРК для определения энерговыделения и расходов теплоносителя в ТВС и других теплофизических характеристик активной зоны, а также проводить взаимную поверку показаний ТП СВРК и ДПЗ.

Энергоблок 3 Калининской АЭС по сравнению с другими РУ В-320 имеет существенно большее количество введенных в СВРК каналов измерения (7 ИК) петлевого контроля температуры теплоносителя в каждой из горячих и холодных ниток ГЦК РУ.

На основании большого статистического материала по эксплуатационным стационарным режимам показано, что наиболее точно и адекватно соответствует режиму работы РУ показания температуры теплоносителя в холодных нитках ГЦК. Эти показания не зависят от выгорания, имеют высокую корреляцию с изменением давления в ПГ. Разброс показаний относительно среднего значения не превышает ± 0.25 °C при условии проведения тарировки термоконтроля в изотермическом режиме работы РУ при пуске блока при температуре 275-285 °C.

В трубопроводах горячих ниток ГЦК нельзя определить место для установки гильз термодатчиков, в которых возможно измерить равновесную температуру теплоносителя поскольку, во-первых, разброс показаний 7-ми ИК на номинальном уровне мощности достигает 5-6 °C, а, во-вторых, изменения показаний ИК (рис.2 петля 2 и 3) по разному зависят от выгорания. Среднее значение показаний 7-ми ИК, принимаемое за равновесное, изменяется до 4-5% в течение кампании. При работе РУ с тремя ГЦН разброс показаний в работающих петлях увеличивается. В отключенной петле разброс показаний 7-ми ИК сопоставим с показаниями термодатчиков в холодных нитках.

Использование в ПО СВРК стационарных уравнений энергии [4] при определении мощности в квазистационарных режимах (изменение уровня в ПГ, давления в 1-ом и 2-ом контурах), также как и исполь-

зование расхода питательной воды, вместо расхода пара приводят к повышенным шумам в расчетных мгновенных значениях петлевой мощности по параметрам первого и второго контуров. Это приводит к необходимости вести эксплуатацию РУ на уровне мощности на 0.5-1% меньше допустимой.

Пожарная безопасность АЭС

Организация подготовки и проведения работы миссии OSART по направлению «пожарная безопасность»

Шевцова Т.Н., Балаковская АЭС

Миссия ОСАРТ направлена на выявление сильных сторон атомной станции, которые могут быть полезны для других атомных станций, эксплуатирующих организаций и регулирующих органов, и областей, где могут быть сделаны улучшения с целью совершенствования эксплуатационной безопасности принимающей атомной станции, представляя соответствующие рекомендации и предложения.

Проверка во время миссии ОСАРТ охватывает 10 направлений деятельности, в том числе направления «Пожарная безопасность».

Подготовительные мероприятия Балаковской АЭС к проведению миссии ОСАРТ включали изучение членами рабочей группы руководящих документов МАГАТЭ по вопросам ПБ, опыта по подготовке и проведению миссии ОСАРТ на других АЭС, назначение руководителя и членов рабочей группы направления «Пожарная безопасность» и их обучение требованиям стандартов МАГАТЭ по ПБ, порядку организации и проведения миссии ОСАРТ, проведение ежемесячных совещаний рабочей группы, разработку мероприятий по наведению эксплуатационного порядка и др.

Для работы экспертов разработана документация: пакет предварительной информации, презентационный доклад по пожарной безопасности в соответствии Руководящих указаний МАГАТЭ.

Организованы и проведены два этапа самопроверок по пожарной безопасности в подразделениях АЭС в соответствии с разработанной программой.

Выполнен большой объем технических мероприятий по приведению в соответствие объектов защиты АЭС требованиям норм МАГАТЭ по ПБ.

Экспертами миссии рассматривался широкий аспект вопросов по противопожарной защите АЭС, в том числе проведение инспекций и наличие программ проверок, наличие процедур по снижению к минимуму пожарной нагрузки, источников зажигания и порядок контроля временной пожарной нагрузки в пожарных зонах, порядок статистического учета и расследования пожаров, загораний, задымлений, виды поощрения персонала за выполнение поставленных задач в области улучшения противопожарной защиты АС, выполнение периодического обновления «Анализа влияния пожаров...», в т.ч. после осуществления модификаций, оказывающих влияние на пожарную безопасность АС и др.

По итогам работы миссии разработан технический отчет. Вопросы ПБ рассмотрены в разделе 3.6 «Программа пожарной безопасности», в котором дана положительная оценка действующей на Балаковской АЭС программе предотвращения и защиты от пожаров. Особо отмечена работа по подготовке членов ДПД и культура безопасности в области пожарной профилактики и противопожарной защиты.

Пожаротушение тонкораспыленной водой кабельных каналов и технологических помещений АЭС

Болодьян И.А., НПК «Алатекс»

В настоящее время среди специалистов отсутствует единое определение термина «тонкораспыленная вода» (ТРВ). В нашей стране под этим подразумевается распыленная вода с диаметром капель менее 150 мкм, иногда — 100 мкм, а в зарубежной литературе термин «водяной туман» применяется для капель диаметром менее 1,0 мм.

В чем преимущества ТРВ перед водой обычного распыления при тушении пожаров? Очевидно, что чем меньше диаметр капель, тем больше их можно получить из одного и того же количества воды. Соответственно, суммарная поверхность мелких капель будет больше, чем у крупных. Кроме того, скорость движения мелких капель через зону горения ниже, чем у крупных, т.е. они дольше будут там находиться.

Таким образом, скорость испарения воды в зоне горения, при прочих равных условиях, для мелких капель становится значительно выше. Это способствует повышенному охлаждению зоны горения и образованию водяного пара, разбавляющего окислительную среду. Итогом является снижение расходов воды на пожаротушение в несколько раз.

Однако, наряду с преимуществами у ТРВ имеются и недостатки. Главный из них заключается в том, что с уменьшением диаметра капель резко снижается их импульс. На движение капель начинают оказывать влияние конвективные потоки как вынужденные, так и естественные, играющие при пожаре существенную роль. Поэтому, чем мельче капли, тем труднее им попасть в зону горения.

Исходя из изложенного, понятно, что в результате эффективность пожаротушения ТРВ и требуемые интенсивности будут существенно зависеть не только от вида горючего материала, масштабов пожара, имеющейся вентиляции, но и от характеристик оборудования для получения и подачи ТРВ. Что и наблюдается в практической области.

Отсюда следует необходимость проведения специальных огневых испытаний на выбранном оборудовании для проектирования эффективных систем пожаротушения ТРВ.

НПК «Алатекс» и фирма LPG (Испания) уже провели ряд таких испытаний и имеют возможность проектирования систем пожаротушения ТРВ на оборудовании AQUAFOG.

В заключение следует отметить, что часто ТРВ представляется как новое, уникальное средство пожаротушения, особенно, в публикациях и выступлениях рекламного характера. Действительность заключается в том, что во ВНИИПО МЧС России ТРВ успешно тушили экспериментальные пожары на резервуарах с нефтепродуктами еще в 1956–57 годах.

Пожарные риски для атомных станций

Борисов В.Н., Пуцев Д.И., Томилин А.В., ФГУ ВНИИПО МЧС России

В методологии рассматривается применение подхода к оценке частот пожаров в помещениях АЭС, основанного на применение универсальных частот пожаров и их адаптации под конкретную АЭС, с учетом характеристик предприятия и статистики загораний на предприятии. Неопределенность в универсальных частотах определяется в форме 5-ых, 50-ых, и 95-ых процентных долей.

Значения по частотам пожаров в помещениях АЭС определяются на основе анализа эксплуатационной информации об имевших место пожароопасных нарушениях и их прямых последствиях на АЭС. При отсутствии выборки по данным событиям допускается использовать условную (прогнозируемую) частоту возникновения пожаров, определяемую на основании анализа статистических данных о пожароопасных нарушениях в работе оборудования АЭС. Для определения значений по частотам пожаров в помещениях АЭС допускается использовать базу данных по фактору пожарной опасности (ФПО), собранных на АЭС, однотипных рассматриваемой. При отсутствии подобной информации допускается использование обобщенных баз данных, учитывающих пожарные инциденты на АЭС различных типов, общемировую статистику пожаров на АЭС, а также статистику пожаров на тепловых электростанциях.

При определении частоты загораний учитываются:

- данные по пожарам на АЭС, при этом частоты пожаров, преобразованы по Байесу;
- описание оборудования (источники загораний) размещенного в помещении;
- распределение частот загорания в соответствии с конфигурацией помещения;
- неопределенности в частотах загораний.

Основная цель этого подхода — оценить частоту загораний и их соответствующую неопределенность для различных помещений и источников загораний. Универсальный набор частот загораний для различных универсальных типов оборудования обычно находится при определенном расположении оборудования. Различные типы пожара могут быть постулированы для некоторых из источников загораний. Вместе с тем, одно и то же оборудование может содержать по пожарной нагрузке разные источники загораний (оборудование может содержать кабели, масло водород и др.). В этих случаях определяется доля каждого источника загораний. Доля определяется согласно упомянутой базе данным по пожарам АЭС. Блоки станции могут содержать разнообразное как по количеству так и типу оборудование.

Химические средства обеспечения взрывобезопасности водорода в работе АЭС

Азатян В.В., ИСМАН; Козляков В.В., ОАО «ВНИИАМ»

Проблема предотвращения воспламенения водорода, образующегося и используемого в разных операциях работы АЭС, определяется высокой взрывоопасностью этого газа, чувствительностью даже к слабым инициаторам и легкостью перехода дефлаграционного распространения его пламени в детонацию.

Для снижения опасности накопления водорода, например, в гермообъеме используют каталитические окислители «дожигатели». Однако, известно, что если активность катализатора высока, он инициирует воспламенение. В АЭС это равносильно созданию аварийной ситуации. При низкой же активности катализатора окисление водорода может оказаться медленнее, чем его накопление.

В настоящем сообщении приводятся результаты испытаний предложенного нами метода, позволяющего радикальным образом снизить опасность воспламенения и взрыва водорода. Метод основан на предотвращении воспламенения водородо-воздушных смесей с помощью малых присадок специальных коррозионно безопасных, нетоксичных и не дорогих газов. Используется то обстоятельство, что воспламенение и взрыв смесей водорода и воздуха протекают в результате лавинообразного накопления свободных атомов и радикалов по разветвленно-цепному механизму. При введении в защищаемый объект предлагаемых присадок их молекулы интенсивно реагируют с атомами и радикалами, образуя малоактивные продукты. Тем самым цепная лавина размножения этих частиц и, соответственно, реакция горения предотвращаются.

Испытания предотвращения воспламенения и взрыва водородо-воздушных смесей в лабораторных условиях и в объеме 4 м³ прове-

дены совместно с сотрудниками ФГУП «РФЯЦ–ВНИИТФ им. Е.И. Забабахина». Предлагаемый метод может быть использован также для обеспечения безопасности при хранении и транспортировке водорода. Присадки не препятствуют горению водорода, если при необходимости повышается концентрация воздуха. Показано, также, что в зависимости от химических свойств и количества присадки можно при необходимости предотвратить только взрыв и регулировать интенсивность горения. Эффективность действия присадок зависит от их химических свойств, прежде всего от способности обрывать реакционные цепи.

РАО, ОЯТ, вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС

Переработка радиоактивных отходов с селективным извлечением радионуклидов

Савкин А.Е., ГУП МосНПО «Радон»

При эксплуатации установок МосНПО «Радон» основными ЖРО являются:

- низкосолевые ЖРО (солесодержание ~ 1 г/л);
- солевые ЖРО (солесодержание $\sim 30-300$ г/л);

Для переработки ЖРО предложено и опробовано следующее. Низкосолевые ЖРО очищают от радионуклидов и вредных химических веществ с помощью методов фильтрации и обратного осмоса (ОО). Фильтрат сбрасывают в открытую сеть или используют для внутренних нужд. Из концентрата с ОО методом соосаждения выделяют радионуклиды, концентрируют осадок, который направляют на остекловывание. Из солевых ЖРО соосаждением выделяют радионуклиды и обращаются как с концентратом от ОО.

Предложенная технология позволяет многократно сократить объем кондиционированных РАО и повысить их качество.

При эксплуатации АЭС основными ЖРО являются:

- Кубовый остаток;
- Плав солей;
- Пульпы фильтроматериалов, в основном, ионообменных смол.

При цементировании таких отходов (кроме плава) происходит увеличение объема в 1,7-2 раза. Для переработки ЖРО АЭС предложено и опробована технология селективного извлечения радионуклидов. Кубовый остаток или раствор плава подвергают озонированию, фильтрации и селективной очистке на ферроцианидных сорбентах.

Вторичными РАО являются:

- отработавший сорбент;
- шлам со стадии фильтрации, который направляют на цементирование.

Так же образуется раствор с объемной активностью меньше 10 УВ по сумме радионуклидов. С этим раствором обращаются как с нерадиоактивным химическим отходом.

Ионообменные смолы растворяют в перексиде водорода и перерабатывают совместно с кубовым остатком. Предлагаемая технология позволяет сократить объем РАО в 50-100 раз.

При эксплуатации научно-исследовательских центров, например ФЭИ, все образующиеся ЖРО, как правило, направляют на выпарку. Так в ФЭИ в настоящее время накоплено 1000 м³ концентрата (ЖРК) с содержанием 500 г/л и объемной активностью 3.7*10⁸ Бк/л. Предложено и опробовано для переработки ЖРК очистка от основной доли радионуклидов на ферроционидных сорбентах и последующее цементирование ЖРК. Для вновь образующихся ЖРО предложено и опробовано раздельное обращение.

Для ЖРО со спецпрачечной – выпарка.

Для ЖРО из «горячей лаборатории»:

- Отделение взвесей на фильтрах;
- Селективная сорбция радионуклидов;
- Цементирование шламов и очищенных от основной доли радионуклидов ЖРО.

Для U – Be ЖРО:

- Соосаждение;
- Отделение взвесей на фильтрах;
- Цементирование шламов.

Очищенный фильтрат сбрасывают в открытую сеть.

Предложенная технология позволяет повысить безопасность хранения РАО, значительно снизить эксплуатационные расходы и дозовые нагрузки на персонал при переработке ЖРО.

Шлакощелочная вяжущая система для цементирования РАО

*Скоморохова С.Н., Богданович. Н.Г., ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»;
Кочнов Я.К., Лохов А.Н., ЗАО «АСЭ»; Корчагин Ю.П., Арефьев Е.К.,
ОАО «ВНИИАЭС»*

В докладе представлены результаты разработки технологического способа цементирования РАО для выпуска эксплуатационной и конструкторской документации проекта комплекса переработки ЖРО АЭС «Бушер».

Цель работы – экспертная проверка и адаптация рецептур и методик создания компаундов с заданными свойствами в обоснование единой вяжущей системы цементирования специфических видов и составов гетерогенных ЖРО АЭС «Бушер».

Отверждению подлежали концентрированные кубовые остатки (ККО) после выпарных аппаратов ЖРО, пульпы отработанных ИОС на основе КУ-2 и АВ-17, пульпы неорганических сорбентов, шламы с содержанием отработанных ИОС до 25мас%.

Состав ККО, характеризующийся высоким содержанием (600-800 г/л), включая сульфаты, бораты натрия, а также высоким

содержанием органических компонентов - оксалатов, ЭДТА, сульфанола, СМС, АПАВ (до 40мас% в сухом остатке) и достаточно высоким уровнем объемной активности ($10^7 - 10^8$ Бк/л), обусловленным ^{137}Cs , ^{134}Cs , ^{60}Co , ^{54}Mn , ^{90}Sr , определял максимально жесткие условия для цементирования.

Для достижения требуемой степени наполнения компонентами ЖРО (25-30мас%) и обеспечения регламентируемых показателей качества компаундов по результатам разработки экспериментально обосновано использование единой шлакощелочной вяжущей системы цементирования по всем специфическим видам ЖРО АЭС «Бушер».

При использовании шлакощелочной вяжущей системы для отверждения ККО получены матрицы с прочностью 7-11 МПа, содержанием сухого остатка ККО 25-26 мас% и скоростью выщелачивания Cs-137 в воду $<10^{-4}\text{г/см}^2\cdot\text{сутки}$. Для отверждения пульп отработанных ИОС получены матрицы, характеризующиеся прочностью 9-14 МПа; содержанием ИОС 23-25мас% и скоростью выщелачивания Cs-137 в воду $<10^{-4}\text{г/см}^2\cdot\text{сутки}$. После проведения иммерсионных испытаний прочностные свойства компаундов характеризовались значениям 8-12 МПа и 10-23 МПа соответственно.

Высокие физико-механические и эксплуатационные свойства шлакощелочных вяжущих, как известно, обеспечиваются за счет синтеза в составе камня низкоосновных гидратных фаз типа цеолитов — аналогов породообразующих минералов. В процессе разработки в качестве основных компонентов шлакощелочных вяжущих систем использованы соединения щелочных металлов в сочетании с молотым гранулированным доменным шлаком, добавками клинкера, силикатных сорбентов, глинистых минералов.

В докладе представлены результаты оптимизации технологических параметров получения шлакощелочной вяжущей системы, рассмотрены результаты исследования свойств, фазового состава и особенностей формирования шлакощелочной матрицы, отличающейся долговечностью матричного материала.

Результатами рентгенофазового анализа подтверждено, что при гидратационном твердении в шлакощелочной матрице формируются щелочные и щелочно-щелочноземельные гидроалюмосиликатные новообразования - аналоги устойчивых породообразующих минералов, обеспечивающие долговечную изоляцию изотопов ^{137}Cs , ^{90}Sr от биосферы.

Крупномасштабная апробация процесса цементирования позволила рекомендовать шлакощелочные вяжущие в качестве наиболее перспективного материала для иммобилизации ЖРО АЭС «Бушер» в водоустойчивую изолирующую матрицу.

Технология и оборудование для дезактивации радиоактивно-загрязненных поверхностей

*Полуэктвов П.П., Радченко М.В., Суханов Л.П., Черников М.А.,
ОАО «ВНИИНМ»*

ВНИИНМ много лет специализируется в области дезактивации и обращения с РАО и в рамках выполненных НИОКР, а также для собственных нужд институтом постоянно разрабатываются новые эффективные методы и средства дезактивации:

Оборудование для жидкостной дезактивации. Во ВНИИНМ разработан выносной электрод-инструмент с принудительной подачей электролита и вакуумным сбором отработанного раствора, изготовленный на базе моющего пылесоса и позволяющий проводить электрохимическую дезактивацию металлических поверхностей не в ванне, а непосредственно на местах, в том числе, в труднодоступных.

Для «ванновых» технологий жидкостной и электрохимической дезактивации был отработан способ их ультразвуковой интенсификации. Применение ультразвука позволяет проводить дезактивацию кавитирующим электролитом, что увеличивает K_d до 5 раз, а для электрохимической дезактивации сокращает необходимое время процесса. В 2009 г. совместно с ООО «Александра плюс» была создана опытно-промышленная мобильная установка ультразвуковой дезактивации повышенной эффективности.

Оборудование для пенной дезактивации. Пенный способ дезактивации с использованием специальных высокопенных дезактивирующих средств является предпочтительным для дезактивации крупногабаритного, емкостного оборудования и трубопроводов в связи с минимальными расходом реагентов и образованием ЖРО. Во ВНИИНМ разработана компактная мобильная установка пенной дезактивации с пеногенерирующими насадками для получения пен высокой кратности

Оборудование для очистки газов при проведении дезактивационных работ. Для обеспечения безопасности персонала при работе с дезактивационными установками разработан узел местной трехступенчатой аэрозольной газоочистки производительностью до 150 м³/час, состоящий из циклона, металлотканевого фильтра с электромагнитной импульсной регенерацией и высокоэффективного фильтра тонкой очистки. Узел обеспечивает очистку воздуха от аэрозольных частиц размером от 5 до 0,3 мкм с эффективностью 99,95%.

Дезактивирующие и локализирующие покрытия. Для удаления пылевидных и слабофиксированных загрязнений с различных поверхностей во ВНИИНМ разработан ряд рецептур полимерных покрытий. Для их нанесения на большие площади (до 150 м²) разработана установка

безвоздушного нанесения полимерных рецептур со скоростью подачи - до 9 л/мин.

Оборудование для фрагментации. Для фрагментации загрязненного оборудования во ВНИИНМ применялось как покупное оборудование, так и оборудование, модернизированное для конкретных задач. Для толщин металла до 7 мм использовался гидравлический режущий инструмент, позволявший проводить фрагментацию с фактически отсутствием вторичных отходов, особенно аэрозолей.

Для удаления загрязненных слоев металлических поверхностей и поверхностей строительных конструкций использовалось промышленное оборудование – шлифмашины, отбойные молотки, скарификаторы, различные электрошетки.

Дезактивация грунта. В институте разработана технология переработки радиационно-загрязнённого грунта, основанная на принципе механической гидроклассификации, позволяющей разделять загрязнённый грунт на очищенную фракцию и обогащённый радионуклидами концентрат. Опытнo-промышленная установка производительностью до 2 т/час была передана в РНЦ КИ и после некоторой доработки пущена в эксплуатацию.

Автоматизированные системы учета радиоактивных отходов

Майоров В.И., ООО «Научно-производственная фирма «ГЕЙЗЕР»

С 2007 года НПФ «ГЕЙЗЕР» активно занимается разработкой автоматизированных систем учета, контроля и инвентаризации радиоактивных веществ и радиоактивных отходов (РВ и РАО).

В 2008 году по заказу Нововоронежской АЭС (НВ АЭС) НПФ «ГЕЙЗЕР» разработала и сдала в промышленную эксплуатацию Систему автоматизированного учета, контроля и инвентаризации твердых радиоактивных отходов «ТРО - У».

В 2009 году по заказу НВ АЭС наша компания разработала Систему автоматизированного учета и контроля жидких радиоактивных отходов «ЖРО-У», которая в настоящее время находится в опытной эксплуатации на НВ АЭС.

В 2008-2009 гг. на базе одного из хранилищ твердых радиоактивных отходов НВ АЭС был развернут опытный участок Системы радиоинвентаризации учетных единиц ТРО, в основе которой лежит система обнаружения и идентификации объектов на базе RFID-технологий с использованием пассивных и активных радиометок. В системе радиоинвентаризации радиоактивных отходов активные и пассивные радиометки используются для обеспечения непрерывного контроля состояния, наличия и перемещения учетных единиц ТРО.

В настоящее время ведутся работы по созданию Системы учета и контроля радиоактивных веществ «РВ - У».

С целью проработки технических решений сбора и накопления данных по обращению с РАО в ОАО «Концерн Росэнергоатом», НПФ «ГЕЙЗЕР» разработала и проводит функциональные и нагрузочные испытания Демонстрационного прототипа Интегрированной автоматизированной системы учета и контроля радиоактивных отходов (ИАС РАО-У), в состав которого входят:

- Система учета и контроля радиоактивных отходов Центрального аппарата ОАО «Концерн Росэнергоатом» (РАО-У (ЦА));
- Системы учета и контроля радиоактивных отходов десяти Филиалов ОАО «Концерн Росэнергоатом» (РАО-У (Филиала)).

Демонстрационный прототип ИАС РАО-У обеспечивает автоматизацию процессов сбора, передачи, накопления и отображения данных по учету и контролю РАО Филиалов в Центральном аппарате и формированию на их основе Обобщенных отчетов и справок по обращению с РАО в ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Новый подход к транспортированию РАО

*Перегудов Н.Н., Технологический филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»;
Гончаров А.А., Цветков С.Ю., Елисеев А.И., Черникова О.В.,
ЗАО «Альянс-Гамма»*

Существующая в России организация транспортирования РАО основана на применении различного спецавтотранспорта, проекты которого были разработаны в 70-х годах, в период зарождения системы перевозок. Разрабатываемые и реализуемые в настоящее время проекты спецавтомобилей обладают узкоспециализированной направленностью для выполнения единственной и обособленной от общих проблем транспортирования РАО задачи. После принятия федерального закона «Об обращении с радиоактивными отходами» и создания единой национальной системы обращения с РАО взаимодействие ее участников осложнилось использованием разнообразных и зачастую не совместимых типов и моделей спецавтотехники.

Для решения существующих проблем ЗАО «Альянс-Гамма» в сотрудничестве с ГУП МосНПО «Радон» разработали и предложили новую концепцию транспортирования РАО. Ее особенностью является использование унифицированных модулей с возможностью их быстрой замены и простого, но надежного крепления к грузовому шасси.

Унифицированные модули могут выполнять различные задачи, такие как транспортирование широкого спектра жидких и твердых

радиоактивных отходов, в том числе в виде различных конечных кондиционированных форм, перевозка спецтехники, участие в ликвидации последствий радиационных происшествий и другие.

Опыт создания установок извлечения твердых радиоактивных отходов из хранилищ «навалного» типа

Перегудов Н.Н., Технологический филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»; Гончаров А.А., Цветков С.Ю., Елисеев А.И., Черникова О.В., ЗАО «Альянс-Гамма»

В соответствии с проектами АЭС, хранение ТРО осуществляется в хранилищах «навалного» типа, с условием последующей их переработки (кондиционирования) и переходом на организованное хранение, однако технические средства для их разгрузки не были предусмотрены. Из существующих на АЭС России хранилищ ТРО, только на 25% из них налажено организованное хранение отходов, при этом степень заполнения хранилищ «навалного» типа на большинстве АЭС превышает 80%.

Ситуация осложняется еще и тем, что, из-за конструктивных особенностей хранилищ, практически исключена возможность контроля текущего состояния ТРО и их извлечения из боксов хранения для последующей переработки. В соответствии с п.6.3.2 НП-020-2000 «Сбор, переработка, хранение и кондиционирование твердых радиоактивных отходов. Требования безопасности», атомные станции должны быть оснащены техническими средствами для осмотра и ревизии ТРО в хранилищах.

При создании установки извлечения в максимальной степени предусматривалось модульное исполнение отдельных узлов установки для обеспечения универсальности использования на других типах хранилищ.

В состав установки входят следующие основные модули, блоки и механизмы:

1. Модуль для операторов установки, оборудованный системами управления, видеонаблюдения.;
2. Силовые дистанционно-управляемые механизмы (ДУМ) с устройствами для их раскрепления в хранилище ТРО;
3. Навесное быстросъемное оборудование для ДУМ, предназначенное для рыхления и захвата ТРО, разделки длинномерных ТРО (при необходимости) непосредственно в боксе хранилища и размещения их в оборотные контейнеры, а также захвата и размещения (складирования) упаковок кондиционированных РАО.

Внедрение на АЭС установок по разгрузке хранилищ позволит:

- подготовить хранилища «навалного» типа к повторному использованию для организованного хранения кондиционированных РАО;
- значительно снизить дозозатраты персонала при разгрузке хранилищ.

Конструкция установки извлечения может быть легко адаптирована к хранилищам ТРО различных типов, что существенно расширяет область ее применения.

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., Катруш С.Ф., Технологический филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В докладе приводятся результаты разработки установок выгорания ядерного топлива (ЯТ) отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) ВВЭР и РБМК и анализ выполненных расчетно-экспериментальных исследований выгорания и изотопного состава ОТВС ВВЭР и РБМК, различных по начальному обогащению, глубине выгорания и времени выдержки после их извлечения из реактора.

Экспериментальные значения выгорания ядерного топлива, после проведения соответствующих процедур в надзорных органах, 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. Кроме того, установки по результатам измерения выгорания выдают информацию об изотопном составе и энерговыделении ОТВС.

К настоящему времени в обоснование работ по созданию установок измерения выгорания выполнены следующие работы:

- Спроектирован и изготовлен опытный образец установки измерения выгорания ОТВС ВВЭР МКС-01 ВВЭР.

- 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).
- Проведены испытания установок измерения выгорания в условиях бассейна выдержки НИИАР.
- 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.
- Установки сертифицированы и зарегистрированы в Госреестре средств измерений и допущены к применению в Российской Федерации.
- 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.

Установка контроля подкритичности заданных областей БВ ХОЯТ

Николаев С.А., Сомов И.Е., 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»; Калязин Н.Н., Черемискин И.В., Бородич С.С., Бочкарева С.Н., Ленинградская АЭС

В докладе приводятся результаты разработки установки контроля подкритичности БВ ХОЯТ АЭС с РБМК и анализ выполненных расчетно-экспериментальных исследований подкритичности заданных областей БВ ХОЯТ Ленинградской АЭС.

В соответствие с НП-061-05 разрешается использовать глубину выгорания в качестве параметра ядерной безопасности, если контроль ее осуществляется перед размещением ТВС в бассейнах хранилища с помощью специальных установок. Число ОТВС в ХОЯТ Ленинградской АЭС составляет несколько десятков тысяч, поэтому провести такие измерения достаточно сложно. В этих условиях в качестве компенсирующих мероприятий был разработан опытный образец установки контроля подкритичности. Установка обеспечивает возможность проведения измерений подкритичности в БВ ХОЯТ при мокром хранении и в МБК при сухом хранении пучков твэл ОТВС РБМК-1000.

К настоящему времени в обоснование работ по созданию и внедрению установки контроля подкритичности выполнены следующие работы:

- Разработана «Методика контроля подкритичности хранилищ отработавшего ядерного топлива Ленинградской АЭС с помощью установки УИП-06».
- Разработано программное обеспечение обработки результатов контроля подкритичности исследуемых областей БВ ХОЯТ.
- Выполнена оценка реактивности, вносимой блоком измерения модернизированной установки контроля подкритичности УИП-06 в БВ ХОЯТ.
- Спроектирован и изготовлен опытный образец установки контроля подкритичности хранилищ отработавшего ядерного топлива РБМК-1000.
- Проведены испытания опытного образца установки в условиях БВ ХОЯТ Ленинградской АЭС.

Методика выполнения измерений изотопного состава и остаточного тепловыделения отработавших тепловыделяющих сборок реакторов ВВЭР с помощью установки МКС-01 ВВЭР

Сомов И.Е., Николаев С.А., Чернов В.А., Мастеров А.В., ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»; Давиденко Н.Н., Ярославцев Г.Ф., Лебедев В.И., Лобков Ю.М., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Доклад посвящен обоснованию и разработке методики выполнения измерений изотопного состава и остаточного тепловыделения отработавших тепловыделяющих сборок реакторов ВВЭР с помощью установки МКС-01 ВВЭР.

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 в соответствии с НП-030-05. Остаточное тепловыделение (энерговыведение) 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.

Методы расчета изотопного состава и тепловыделения в ОТВС в настоящее время реализованы в нескольких компьютерных программах (МСНР4В, РАДИОНУКЛИД, ПЕРМАК-А, САПФИР_95&RC_ВВЭР, КАСКАД, ТВС-РАД). Так как изотопный состав и остаточное тепловыделение ОЯТ определяется выгоранием ОЯТ, точность определения

изотопного состава и остаточного тепловыделения ОЯТ зависит, прежде всего, от точности определения выгорания.

К настоящему времени для измерения выгорания ядерного топлива в ОТВС ВВЭР разработана и внедрена на Кольской АЭС установка МКС-01 ВВЭР. Установка зарегистрирована в Госреестре средств измерений и допущена к применению в Российской Федерации. Результаты тестирования установки МКС-01 ВВЭР с использованием расчетных данных по выгоранию и результатов измерений с использованием радиохимического и гамма-спектрометрического методов показали следующее:

- различия между экспериментальными данными не превышают 3%;
- различия между экспериментальными и расчетными данными (программы КАСКАД и ПЕРМАК-А) достигают 9 %.

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». Данная МВИ обеспечивает измерения изотопного состава и остаточного тепловыделения ядерного топлива ОТВС ВВЭР с выгоранием в диапазоне от 5 до 70 МВт-сут/кг со следующими значениями погрешности:

- масса изотопов урана и плутония — не более $\pm 15 \%$;
- остаточное тепловыделение — не более $\pm 10 \%$.

Оценку точности изотопного состава и остаточного тепловыделения ОТВС ВВЭР, измеряемых с использованием установки МКС-01 ВВЭР, проводили с использованием экспериментальных данных, полученных в ГНЦ НИИАР с использованием радиохимических методов.

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.

Разработка транспортного упаковочного комплекта для транспортировки отработавшего ядерного топлива реакторной установки ВВЭР-440

Зубков А.Д., ОАО «Инженерный центр ядерных контейнеров»

Разработанный технический проект ТУК-140 предназначен для создания нового транспортного упаковочного комплекта для суще-

ствующих и перспективных ОТВС реактора ВВЭР-440, отвечающего всем современным нормам безопасности при обращении с ним.

Актуальность создания ТУК-140 объясняется необходимостью решения проблемы вывоза ОЯТ действующих энергоблоков ВВЭР-440, в том числе при эксплуатации в режиме высокого выгорания и увеличенной мощности энергоблока. Отрабатывшие ТВС новых модификаций характеризуются более “жесткими” параметрами, по сравнению с ТВС, на перевозку которых рассчитаны используемые в настоящее время транспортные упаковочные комплекты ТУК-6.

При увеличении выгорания возрастает гамма-нейтронная активность отработавшего топлива и гамма-активность активированных конструктивных элементов ОТВС.

Одновременно возрастает мощность остаточного тепловыделения ОЯТ. Мощность остаточного тепловыделения определяет тепловой режим упаковки ОЯТ, где лимитированы температура оболочек твэлов, температура герметизирующих прокладок, температура наружной поверхности контейнеров. Максимальное остаточное тепловыделение ОТВС (суммарное) для контейнера ТУК-140 составляет 24,4 кВт.

Существенным фактором обосновывающим необходимость создания нового ТУК является также то, что вывод вагонов-контейнеров ТК-6 из эксплуатации должен осуществляться уже в 2010-2015 г.г.

Транспортный упаковочный комплект ТУК-140 типа В(У) предназначен для транспортирования и хранения отработавших тепловыделяющих сборок энергоблоков ВВЭР-440, а именно:

- транспортирование облученных тепловыделяющих сборок энергоблоков ВВЭР-440, включая ОТВС с высоким выгоранием (до 60 МВт·сут/кг U) и повышенным обогащением (до 4.87% масс.) в ТУК ВВЭР-440 к местам переработки ОЯТ;
- хранение облученных тепловыделяющих сборок энергоблоков ВВЭР-440 в ТУК ВВЭР-440 в специально оборудованных контейнерных хранилищах или площадках
- замены выводимых из эксплуатации ТУК-6.

Срок выдержки ОТВС после выгрузки из реактора до загрузки в ТУК-140 составляет не менее 3-х лет для всего диапазона выгорания урана.

Конструкция разработанного в объеме технического проекта (02-036 ТП) ТУК-140 в максимальной степени использует возможности инфраструктуры, предназначенной для обращения с ТУК-6 на энергоблоках АЭС и «ПО «Маяк». Тем не менее, поскольку новый ТУК по многим параметрам существенно отличается от эксплуатирующегося ТУК-6 и прежде всего тем, что он транспортируется в горизонтальном положении, требуется его кантование в вертикальное положение в транспортном коридоре энергоблока АЭС и на «ПО «Маяк».

Комплекс систем сухого хранения и обращения с отработавшим ядерным топливом с использованием металлобетонных контейнеров на Ленинградской АЭС

Лаврентьев С.А., Ленинградская АЭС

Введение

Ленинградской АЭС включает в себя 4 энергоблока электрической мощностью 1000 МВт каждый. ОЯТ после 3-х летней выдержки в приреакторных БВК вывозится в хранилище отработавшего ядерного топлива (ХОЯТ).

В соответствии с исходным техническим проектом в 1983 году введена в эксплуатацию первая очередь ХОЯТ - бассейновая часть для приёма и хранения ОТВС с временной стеной здания, разделяющей бассейновую часть и не начатую строительством завершающую часть технологического комплекса хранилища.

Учитывая, что нет возможности вывоза ОЯТ с Ленинградской АЭС, а вместимость ХОЯТ близка к исчерпанию, принято решение о возобновлении строительства завершающей части комплекса.

Исходный технический проект завершающего этапа комплекса ХОЯТ переработан на «сухое» буферное хранилище металлобетонных контейнеров (МБК).

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:

1. Реконструкцию систем существующего «мокрого» хранилища в здании ХОЯТ(блок 1);

2. Строительство пристройки к существующему зданию ХОЯТ, в которой размещаются:

- отделение промежуточного хранения МБК с ОЯТ (блок 2);
- отделение разделки (ОР) ОТВС на пучки ТВЭЛ (ПТ) (блок 3);
- санпропускник (блок 4).

Разработчик здания пристройки - ВНИПИЭТ, отделения разделки - ЦКБМ, транспортно-технологического оборудования для всего цикла обращения с МБК КБСМ.

Отделение разделки ОТВС на ПТ (Блок 3)

В проекте рассмотрено два режима эксплуатации ОР ОТВС на ПТ:

- режим I - штатная выгрузка ОТВС с энергоблоков, т.е. 1440 ОТВС(20 МБК/год);

- режим II - ускоренная разгрузка ХОЯТ с максимальной производительностью по установленному оборудованию - 3600 ОТВС (50 МБК/год).

Отделение промежуточного хранения МБК с ОЯТ (блок 2)

Компоновка хранилища позволяет разместить 60 контейнеров с ОЯТ.

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.

Программный комплекс на базе кода DECA для прогнозирования радиотоксичности и запасов активности ОЯТ АЭС в обоснование экологической безопасности и эффективности использования ядерного топливного цикла

Горбачева Н.В., Береснева Н.В., Кулич Н.В., ГНУ «ОИЭЯИ-СОСНЫ» НАН Беларуси, г. Минск, Беларусь

Важным аспектом для страны, развивающей ядерную энергетику, является грамотная и хорошо продуманная организация ядерного топливного цикла (ЯТЦ).

В современных условиях стратегической целью развития ядерной энергетики со стороны государства, отстаивающего интересы всего общества, является надежное, безопасное, экологически приемлемое и экономически выгодное снабжение энергией, сбалансированное с другими источниками энергии. Стратегической внутриотраслевой целью развития ядерной энергетики, сформулированной в проекте МАГАТЭ ИНПРО, является создание структуры, отвечающей принципам устойчивого развития, которая позволила бы преодолеть накопившиеся проблемы в отрасли, и вместе с тем, была бы подчинена цели общественной.

В ОИЭЯИ-Сосны НАН Беларуси в рамках Государственной программы «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Беларуси на 2009-2010 г.г. и на период до 2020 года» ведутся научные исследования по проблемам организации ЯТЦ. ЯТЦ стран с малой ядерно-энергетической программой, как Беларусь, обычно интегрирован в структуру ядерного топливного цикла государства,

имеющего крупные ядерно-энергетические комплексы. Это вызывает необходимость решать текущие и перспективные проблемы топливного цикла с учетом изменяющихся, плохо поддающихся прогнозам внешних условий его функционирования. Показано, что объективную основу для оценки 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, составляют прогнозные данные по запасам актиноидов, в составе которых есть и ценные делящиеся изотопы, и опасные радиотоксичные вещества в образующихся в ОЯТ АЭС и накапливающиеся в объектах ЯТЦ.

В данной работе представлен программный комплекс в обоснование экологической безопасности и эффективности использования ЯТЦ, который входит код DECA для расчетов наработки продуктов деления и актиноидов в ядерном топливе реакторов на тепловых нейтронах и код SUB прогнозирования методом имитационного моделирования запасов делящихся изотопов и радиологических опасных нуклидов, накапливающихся в ЯТЦ при разных стратегиях обращения с ОЯТ. Разработана имитационная модель формирования запасов ОЯТ и проведено моделирование ЯТЦ Игналинской АЭС (ИАЭС) с реакторами РБМК1500. На основании данных, представленных литовской стороной в отчете ОВОС к проведению хозяйственной деятельности, планируемой в период времени 2008-2071 годов на площадке Игналинской АЭС, получены численные оценки суммарного запаса активности 16800 ОТВС, выгружаемых из энергоблоков №1 и №2 и размещаемых в промежуточном хранилище отработавшего топлива на площадке ИАЭС, вклад в активность делящихся изотопов плутония, радиотоксичных актиноидов и продуктов деления. Выполнены расчеты характеристик радиотоксичности ОЯТ, учитывая, что на ИАЭС использовалось стандартное топливо с обогащением 2% и новое уран-эрибное топливо с обогащением 2,4%-2,8% по ^{235}U .

Проблемы контроля и учета РВ и РАО в организации

Вербицкий В.В., ГУП МосНПО «Радон»

Действующим законодательством и рекомендациями МАГАТЭ полномочия и ответственность за обеспечение ядерной и радиационной безопасностью возложена на эксплуатирующую организацию, которая также осуществляет производственный контроль на входящих в ее структуру опасных радиационных объектах.

Все виды административной и эксплуатационной деятельности, имеющие отношение к обращению с радиоактивными веществами

(РВ) и радиоактивными отходами (РАО), должны быть обеспечены достоверными сведениями об их характеристиках.

За деятельностью предприятий пристальный контроль осуществляют пять федеральных органов государственной власти, осуществляющих регулирование безопасности при использовании атомной энергии. Из них, четыре органа регулируют радиационную безопасность. Каждый орган регулирования имеет свою громоздкую систему бумажных отчетных документов, наполнение которых не позволяет получить достоверную оценку состояния процессов обращения с РВ и РАО.

В перспективе, дополнительную отчетную нагрузку на эксплуатирующие организации обеспечит создаваемая информационная сеть ЕГС РАО.

Нельзя закрывать глаза на то, что организации, имеющие в обращении десятки тысяч учетных единиц РВ и РАО и миллионы учетных единиц, размещенных на временное и (или) длительное хранение не могут вести учет с помощью традиционных и обязательных учетных документов в виде различных приходно-расходных журналов учета РВ и РАО. Обязательные учетные формы превращаются в инструмент развала учета.

Для оперативного обеспечения регулирующих органов установленными обязательными формами отчетности, требуется создание в эксплуатирующих организациях централизованных служб контроля и учета РВ и РАО.

Диалектика развития систем учета требует организации информационно—технической поддержки процессов обращения РАО в эксплуатирующих организациях.

Любая информационная система требует разработки универсальных АРМ по учету и контролю РВ и РАО. На любом предприятии при проведении этой работы возникнут трудности с финансированием и организацией работ по созданию и сопровождению систем.

Существующая практика регулирования неэффективна, требует исключения дублирования деятельности органов регулирования. Это позволит минимизировать количество отчетных форм и оптимизировать их наполнение различными сведениями.

Основные субъекты ЕГС РАО - орган государственного управления в области обращения с РАО (Госкорпорация «Росатом») и национальный оператор по обращению с РАО, при планировании финансового обеспечения развития системы обращения с РАО должны инициировать проведение ряда неотложных работ, обеспечив их финансирование:

- разработку универсальных АРМ по учету и контролю РВ и РАО, настраиваемых с учетом производственных особенностей эксплуатирующих организаций;

- разработку новых нормативных документов системы учета и контроля;
- разработку учебных курсов и учебных пособий для студентов учебных заведений и работников системы.

Новая технология цементирования проблемных жидких радиоактивных отходов в МосНПО «РАДОН»

Варлаков А.П., Баринов А.С., Германов А.В., ГУП МосНПО «Радон»

Усиление контроля обращения и хранения радиоактивных материалов, проведение значительных объемов работ по выводу из эксплуатации выработавших свой ресурс радиационно-опасных объектов и технических средств, а также реабилитация их территорий приводит к образованию значительного объема проблемных отходов. Некоторые виды отходов часто образуются в относительно небольших количествах, накапливаются без переработки в течение многих лет, перемешиваются с другими отходами из-за технологических и экономических условий сбора и хранения. К таким отходам можно отнести масла, растворители, экстрагенты, сцинтилляционные смеси, жидкости с высоким содержанием поверхностно-активных веществ, органические и кислые солевые водные растворы, смеси подобных отходов, которые часто содержат твердые примеси. Большинство типов проблемных отходов могут быть переработаны методом цементирования совместно с водными солевыми жидкими радиоактивными отходами (ЖРО). Степень наполнения цементного компаунда проблемными ЖРО при таком способе цементирования не превышает 3-5% масс.

Для более эффективного цементирования проблемных ЖРО в ГУП МосНПО «Радон» разработана новая технология, сущность которой заключается в следующем: пористую бетонную матрицу в возрасте твердения не менее 28 суток, размещенную в контейнере (100 или 200 литровой стандартной бочке), пропитывают жидкими отходами. Контейнер является дополнительным изоляционным барьером безопасности. Степень наполнения ЖРО конечного компаунда может достигать 50-60% об. Контейнер с конечным компаундом размещают на долговременное хранение в сертифицированных контейнерах типа НЗК. Бетонная матрица готовится с помощью специального смесителя и вяжущего материала. Пористый бетон характеризуется средним диаметром пор около 30 мкм при пористости 60-65%, плотностью 0,7-0,9 г/см³ и прочностью на сжатие 7-10 МПа в возрасте твердения 28 суток.

В 2009 году проводились опытно-промышленные испытания новой технологии. В контейнере перед заполнением пористым бетоном

устанавливали питающее устройство. Подачу ЖРО в донную часть контейнера с пористым бетоном производили с помощью плунжерного насоса через питающее устройство. Для пропитки использовали смесь отработанных минеральных масел разных марок, урансодержащие жидкие органические отходы и слабокислый водный солевой раствор. Производительность модуля зависит от типа ЖРО и составляет 20-30 $\text{дм}^3/\text{ч}$. Давление при подаче ЖРО в контейнер с пористым бетоном составляет 0,15-0,3 МПа. Для повышения производительности процесса возможна пропитка одновременно нескольких контейнеров с пористым бетоном.

Свойства конечного компаунда полностью соответствуют регламентированным требованиям ГОСТ Р 51883-2002 «Отходы радиоактивные цементированные. Общие технические требования» по всему объему компаунда. Прочность на сжатие пористого бетона после пропитки не снижается. Новый метод кондиционирования ЖРО имеет следующие преимущества: повышается степень включения проблемных ЖРО в конечный продукт до 50-60% объемн.; исключается влияние компонентов проблемных отходов на процессы приготовления и твердения цементного компаунда; оборудование для кондиционирования ЖРО может быть выполнено в виде мобильной установки, что позволит кондиционировать ЖРО непосредственно на атомном объекте и производить транспортировку ЖРО к месту долговременного хранения в отвержденном состоянии.

Установка отверждения жидких радиоактивных отходов без включения в цементную матрицу для АЭС нового поколения

*Демин А.В., Прохоров Н.А., Сорокин В.Т., Шарафутдинов Р.Б.,
ОАО «Головной институт «ВНИПИЭТ», НТЦ ЯРБ Ростехнадзора России*

Оборудование АЭС нового поколения должно соответствовать современным требованиям безопасности, надежности и конкурентоспособности по техническим, экономическим и эксплуатационным показателям.

В частности выдвигаются достаточно жесткие требования к объемам получаемых твердых отходов, требующих длительного хранения на площадке АЭС и последующего захоронения в региональных могильниках.

Для сокращения объема хранимых твердых отходов для применения в проектах новых АЭС, предлагается установка отверждения жидких радиоактивных отходов (ЖРО) без их включения в цементную матрицу.

В 2002-2008 г.г. ОАО «Головной институт «ВНИПИЭТ» совместно с ОАО «345 механический завод», Технологическим филиалом ОАО

«Концерн Росэнергоатом» выполнен комплекс работ по обоснованию безопасности хранения солевого плава и обезвоженных ионообменных смол без включения в цементную матрицу (бетонный компаунд). Предложенные решения согласованы НТЦ ЯРБ Ростехнадзора России и рекомендованы для применения технической дирекцией ОАО «Концерн Росэнергоатом».

В настоящее время сертифицированы и промышленно выпускаются невозвратные защитные контейнеры типов НЗК-150-1,5П(С) и НЗК-150-1,5П(ИОС), предназначенные, соответственно, для хранения солевого плава и обезвоженных ионообменных смол. Технические характеристики контейнеров обеспечивают безопасное хранение указанных продуктов без включения в цементную матрицу в течение 300 лет.

В составе установки отверждения ЖРО предусматриваются узел обезвоживания ионообменных смол, узел глубокого упаривания кубового остатка. Полученные обезвоженные смолы и солевой плав размещаются в контейнерах типа НЗК, после чего крышка контейнера герметизируется.

Сравнительные характеристики установок отверждения с включением и без включения компонентов ЖРО в цементную матрицу представлены в таблице (для объема ЖРО по данным проекта ЛАЭС-2).

Ориентировочное количество НЗК, направляемых на хранение (в годовом исчислении), шт.	НЗК-150-1,5П с концентратом, включенным в цементную матрицу - 60 ¹ НЗК-150-1,5П с ИОС, включенной в цементную матрицу - 100 ² Итого - 160	НЗК-150-1,5П(С) с солевым плавом - 30 НЗК-150-1,5П(ИОС) с обезвоженной ИОС-20 Итого - 50
Количество НЗК в хранилище АЭС за 60 лет эксплуатации энергоблока, шт.	9600	3000
Примечание: 1 При доупаривании концентрата не менее чем в 2 раза и соотношении концентрат-цемент 1:1 (50 %). 2 При соотношении ИОС - цемент 1:4 (20 %)		

Применение новой технологии позволит уменьшить объем хранимых контейнеров более чем в 3 раза.

Радиоактивные отходы при выводе из эксплуатации АЭС с реакторными установками типа ВВЭР

Былкин Б.К., Журбенко Е.А., ИЯР РНЦ «Курчатовский институт»

Вывод из эксплуатации (ВЭ) энергоблока АЭС – заключительная стадия его жизненного цикла (проектирование, сооружение, эксплуатация и вывод из эксплуатации). Процесс реализации ВЭ является комплексной задачей, охватывающей широкий круг вопросов, начиная от окончательного останова энергоблока до полного демонтажа его конструкций, производственных зданий и сооружений. Согласно требованиям отечественной нормативной документации и рекомендаций МАГАТЭ, ВЭ должен учитываться уже на стадии проектирования АЭС.

Известно, что значительную долю затрат (приблизительно 30-50%) на ВЭ составляют затраты на обращение с радиоактивными отходами (РАО) и радиоактивными материалами (РМ). Отсюда понятна необходимость уже на стадии проектирования и эксплуатации АЭС надежной оценки массы РАО и РМ, которые будут образовываться при ВЭ энергоблоков.

Классификация РАО в настоящем исследовании принята в соответствии с СПОРО-2002, к радиоактивным материалам отнесены отходы, уровень удельной бета-активности которых ниже 10^2 кБк/кг.

В докладе приводятся результаты расчетных исследований массы РАО и РМ активационного происхождения, которые будут образовываться при ВЭ РУ с ВВЭР в зависимости от длительности выдержки после окончательного останова и типа РУ (табл. 1-3). Результаты расчетных исследований получены с использованием вычислительного кода КАТРИН. За основу расчета принимались характеристики типовых РУ с ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200.

Таблица 1. Масса отходов при ВЭ РУ с ВВЭР-440, тонн

Отходы	Время выдержки, лет					
	3	5	10	50	100	150
РАО						
<i>Высокоактивные:</i> металлоконструкции	193	184	184	184	184	184
<i>Среднеактивные:</i> металлоконструкции	23	32	32	32	32	32
серпентинитовый бетон	70	70	70	70	70	70
строительный бетон	112	92	72	17	-	-
<i>Низкоактивные:</i> металлоконструкции	-	-	-	-	-	-

Окончание табл. 1

серпентинитовый бетон	-	-	-	-	-	-
строительный бетон	42	63	61	36	26	17
<i>Всего РАО</i>	440	441	419	339	312	303
РМ	222	195	216	170	129	138

Таблица 2. Масса отходов при ВЭ РУ с ВВЭР-1000, тонн

Отходы	Время выдержки, лет					
	3	5	10	50	100	150
РАО						
<i>Высокоактивные:</i>						
металлоконструкции	230	198	198	198	198	68
<i>Среднеактивные:</i>						
металлоконструкции	32	64	64	64	64	194
серпентинитовый бетон	70	70	70	70	70	70
строительный бетон	53	35	17	-	-	-
<i>Низкоактивные:</i>						
металлоконструкции	-	-	-	-	-	-
серпентинитовый бетон	-	-	-	-	-	-
строительный бетон	37	37	36	17	-	-
<i>Всего РАО</i>	422	404	385	349	332	332
РМ	124	143	140	112	90	71

Таблица 3. Массы отходов при ВЭ РУ с ВВЭР-1200, тонн

Отходы	Время выдержки, лет					
	3	5	10	50	100	150
РАО						
<i>Высокоактивные:</i>						
металлоконструкции	236	236	236	236	106	106
<i>Среднеактивные:</i>						
металлоконструкции	27	27	27	27	139	139
серпентинитовый бетон	63	63	63	63	-	-
строительный бетон	58	38	-	-	-	-
<i>Низкоактивные:</i>						
металлоконструкции	-	-	-	-	18	18
серпентинитовый бетон	-	-	-	-	63	63
строительный бетон	107	104	99	-	-	-
<i>Всего РАО</i>	491	468	425	326	326	326
РМ	254	249	238	235	142	99

Полученные в работе результаты должны рекомендоваться для использования при планировании работ по ВЭ РУ типа ВВЭР, в частности, при оценке соответствующего количества транспортных контейнеров для длительного хранения/захоронения РАО и оценке затрат на ВЭ энергоблоков АЭС.

Разработка системы учёта и контроля ядерных материалов “Комплекса систем сухого хранения и обращения с отработавшим ядерным топливом на Ленинградской АЭС с использованием МБК”

Завьялов Л.А., Ленинградская АЭС

Основных функций, выполняемой службой учета и контроля ядерных материалов (СУиК ЯМ) отдела ядерной безопасности и надёжности (ОЯБиН) является осуществление учета и контроля ядерных материалов на Ленинградской атомной станции.

Учет и контроль ядерных материалов включает в себя сбор, регистрацию, обобщение, анализ, передачу с Ленинградской АЭС в «Концерн Росэнергоатом», из Концерна в Федеральную информационную систему информации о количестве и движении ядерных материалов.

Учет и контроль ядерных материалов осуществляется путем документального учета и контроля всех транспортно-технологических операций с ядерными материалами, находящихся на Ленинградской АЭС в виде учётных единиц.

В настоящее время актуальной проблемой на атомных станциях, эксплуатирующих реакторы РБМК-1000 является приближение к максимальной проектной заполняемости стационарных “мокрых” хранилищ отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС). На Ленинградской АЭС ведется активная работа по подготовке к вводу в эксплуатацию комплекса систем сухого хранения и обращения с отработавшим ядерным топливом (КК ХОЯТ) на Ленинградской АЭС с использованием металлобетонных контейнеров (МБК) МБК (КК ХОЯТ). Ввод в эксплуатацию КК ХОЯТ и перевод на сухое хранение ОТВС в МБК металлобетонных контейнерах (МБК) позволит существенно уменьшить количество ОТВС, находящихся на хранении в ХОЯТ и решить проблему промежуточного хранения отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) на территории АЭС и обеспечить дальнейшую работу четырех энергоблоков, с учетом продления их срока службы. В перспективе, ОЯТ переведенное на сухое хранение, будет перевезено для долговременного хранения в региональные хранилища ОЯТ на ГХК (г. Железногорск).

В настоящее время разработаны и выпущены следующие новые документы, с учетом перевода ОТВС на сухое хранение:

- Структура и описание зон баланса материалов Ленинградской АЭС;
- Положение по учету и контролю ядерных материалов Ленинградской АЭС;
- Инструкция по учёту и контролю ядерных материалов в зоне баланса ядерных материалов LNG5 Ленинградской АЭС (ХОЯТ зд. 428);

Для обеспечения государственного учета и контроля ядерных материалов при переводе ОТВС на сухое хранение в КК ХОЯТ, в соответствии с действующими федеральными нормами и правилами в области учёта и контроля ядерных материалов, разрабатывается проект «Комплекса систем сухого хранения и обращения с отработавшим ядерным топливом на Ленинградской АЭС с использованием МБК» (КК ХОЯТ), который позволит обеспечить такие функции, как контроль за обращением ядерных материалов в доне баланса материалов (ЗБМ) - LNG5 (КК ХОЯТ) и определение фактического количества ЯМ в местах их нахождения (КК ХОЯТ). Только при наличии отлаженной системы УиК ЯМ возможно проведение технологических операций по разделке ОТВС на пучки и переходу на сухое хранение ОТВС в МБК и документальный учет и контроль всех транспортно-технологических операций с ядерными материалами, находящихся на Ленинградской АЭС в виде учётных единиц.

Программно-методическое обеспечение радиационного контроля РВ и РАО на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Пырков И.В., Рау Д.Ф., Коротков А.С., ОАО «ВНИИАЭС»

При эксплуатации атомных станций образуются радиоактивные вещества и радиоактивные отходы (РВ и РАО), которые, согласно требованиям нормативных документов (ОСПОРБ-99, СП АС-03, СПОРО-02), должны быть паспортизованы на основании результатов измерений активности, радионуклидного состава, массы, объема и других характеристик для дальнейшего учета и контроля.

В соответствии с требованиями НП-067-05 на каждой АЭС:

- должна быть создана централизованная служба, осуществляющая учет и контроль РВ и РАО и предоставляющая информацию в систему государственного учета и контроля РВ и РАО;
- измерения характеристик РВ и РАО при их учете и контроле должны выполняться в соответствии со специально разработанной программой измерений;
- измерения характеристик РВ и РАО должны выполняться в соответствии с метрологически аттестованными методиками измерений.

Требования нормативных документов в части обращения с РАО (СПОРО-2002, НП-002-04, НП-020-2000, СПАС-03) и рекомендации МАГАТЭ предусматривают проведение первичного радиационного контроля (РК) твердых отходов АЭС на стадии их сбора и предварительной сортировки. Результатом РК является разделение твердых отходов на радиоактивные и нерадиоактивные с целью обеспечения радиационной безопасности персонала, нераспространения РВ и минимизации объемов ТРО.

Указанные документы также включают требования, в соответствии с которыми отходы, отнесенные к РАО, должны быть паспортизованы или, согласно западной терминологии, характеризованы (от англ. characterization — определение свойств). Объекты (упаковки с РАО или отдельные изделия, представляющие собой ТРО), сдаваемые на хранение или захоронение, должны снабжаться паспортом с указанием в нем данных о радионуклидном составе, удельной активности долгоживущих нуклидов и суммарной активности радионуклидов в объекте. Контроль радионуклидного состава и активности РАО и их паспортизация служат для обеспечения безопасного хранения и захоронения, радиационной безопасности персонала, нераспространения РВ и минимизации затрат на обращение с РАО за счет выявления нерадиоактивных отходов и исключения возможности отнесения части отходов к группам, требующим больших затрат.

Для решения поставленных задач в 2009 году были выполнены работы по:

- разработке требований к методам и техническим средствам РК РВ и РАО при их учете и контроле;
- разработке типовой методики РК твердых отходов для предварительной сортировки по радиационному фактору;
- разработке типовой методики измерения радионуклидного состава и активности РАО;
- разработке общих требований к программе выполнения измерений в системе учета и контроля РВ и РАО.

Результатом выполнения работы явилось повышение достоверности РК твердых отходов при сортировке и паспортизации и приведение процедуры учета и контроля РВ и РАО на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» в соответствие НП-067-05 в части требований к выполнению измерений.

Роторный кальцинатор для кальцинации жидких РАО

Мусатов Н.Д., Митянин А.С., ОАО «ВНИИНМ»

На созданной в ОАО «ВНИИНМ» опытной установке РК производительностью до 12 л/ч по исходному раствору проведена отработка

процесса кальцинации имитаторов ЖРО широкого спектра составов: ЖРО от регенерации ОЯТ, кубовый остаток ЖРО АЭС, пульпообразные отходы, ионообменные смолы. Разработаны рекомендации по режимам их дозирования и кальцинации, обеспечивающие условия получения сухого и сыпучего продукта.. Определены основные физико-химические свойства полученных кальцинатов: гранулометрический состав, угол естественного откоса, плотность, степень кальцинации и конечная влажность.

Предварительная сушка и /или кальцинации в специализированных аппаратах исходных ЖРО и пульп позволяют получить сухие и сыпучие продукты, что обеспечивает более высокий уровень безопасности транспортировки «сухих» РАО, по сравнению с жидкими средами.

Кальцинация РАО с последующим отверждением полученного продукта в цементную матрицу (технология 2-х стадийного цементирования) позволит максимально сконцентрировать исходные РАО и увеличить производительность оборудования для их последующего отверждения. Одновременно следует ожидать улучшение качества цементного компаунда за счёт термического разложения содержащихся в отходах органических компонентов. При кальцинации отработавших пульп ИОС, в результате термического воздействия (до температуры 500 °С) происходит удаление из ИОС «химически связанной» влаги, что позволит при последующем отверждении продукта кальцинации методом цементирования существенно увеличить степень наполнения и уменьшить объем цементного компаунда.

Полученные результаты положены в основу разработки опытно-промышленного образца РК производительностью 25 л/ч, который в 2009 г. был изготовлен и поставлен на ПО «Маяк» для проведения технологических и ресурсных испытаний.

Особенности радиоактивного загрязнения бетона и возможности его дезактивации от изотопа Cs¹³⁷

Николаев А.Н., Карлин Ю.В., Юрченко А.Ю., ГУП МосНПО «Радон»

В настоящее время многие объекты атомной энергетики выработали свой ресурс, поэтому объемы работ по выводу их из эксплуатации а, следовательно, и объемы загрязненных отходов бетона в ближайшие годы будут возрастать. Изучение дезактивации бетонов с целью сокращения объемов отходов, направляемых на длительное хранение, представляется очень актуальным.

Существует множество способов дезактивации поверхности бетона. Наиболее часто бетонные конструкции дезактивируют путем снятия поверхностного слоя с помощью различных устройств [1], в результате

чего образуется большое количество фрагментированных радиоактивных отходов. Как правило, по уровню активности указанные отходы относятся к средне- и низкоактивным, а мощность дозы радиационного излучения чаще всего определяет изотоп Cs^{137} . Во многих случаях снижение активности загрязненных бетонов позволит вывести данные отходы из категории радиоактивных.

Основными задачами исследования являлись:

- исследование особенностей нахождения изотопа Cs^{137} в бетоне;
- определение оптимальных условий дезактивации (типа и концентрации выщелачивающих реагентов, температуры рабочего раствора, плотности рабочего тока и т.д.).

Для определения особенностей нахождения изотопа ^{137}Cs в бетоне подготовлены образцы бетона с различным составом и способом загрязнения. Образцы получали путем цементирования жидких радиоактивных отходов, а также выдерживанием чистых образцов бетона в жидких радиоактивных отходах. Для определения степени выщелачивания Cs^{137} из бетона образцы последовательно обрабатывали дистиллированной водой, 0,5М нитратом калия, 7М азотной кислотой и 1М плавиковой кислотой [2]. Для сравнения с модельными образцами по данной методике были исследованы образцы реальных отходов бетона с различным уровнем радиоактивности.

Показано, что;

- цезий в бетоне содержится в четырех различных формах: водорастворимая, ионообменная, фиксированная и сильнофиксированная;
- соотношение форм в бетоне не зависит от вида и способа загрязнения, а также от марки и возраста образца. В тоже время отмечено, что наличие наполнителя, в частности кварцевого песка, снижает степень выщелачивания Cs^{137} из бетона.

Проведены исследования по дезактивации бетона в статических условиях. На примере дезактивирующего реагента KNO_3 , определено влияние температуры и концентрации дезактивирующего раствора на эффективность выщелачивания Cs^{137} из бетона.

Исследовано влияние внешнего электрического поля на эффективность выщелачивания радионуклида из бетона. С помощью экспериментов в электрокинетической полупроточной лабораторной установки было установлено, что применяя метод электрокинетической дезактивации, возможно:

- увеличение эффективности дезактивации с 35 до 47%;
- уменьшение времени дезактивации в 7 раз;
- повышение эффективности дезактивации при увеличении плотности тока;
- уменьшение объема вторичных отходов.

На основе данных, полученных в ходе эксперимента, создана и испытана дезактивационная экспериментальная установка СКАТ-1 с рабочим объемом экстрактора $0,1\text{ м}^3$. Проведен процесс жидкостной дезактивации отходов бетона в циркуляционном режиме, в том числе и с наложением электрического тока. Результаты проведенных исследований показали возможность масштабирования процесса дезактивации электрокинетическим способом.

Сравнительная оценка использования технологий термической переработки твердых радиоактивных отходов атомных электростанций

*Полканов М.А., Семенов К.Н., Арустамов А.Э., Горбунов В.А.,
Дмитриев С.А., Кобелев А.П., Лифанов Ф.А., ГУП МосНПО «Радон»*

Проектируемые и вводимые в эксплуатацию комплексы переработки радиоактивных отходов атомных электростанций включают процессы предварительной подготовки твердых РАО к переработке, такие как извлечение отходов из хранилищ, их фрагментирование и сортировку, а также технологии термической переработки РАО, в частности, установки сжигания горючих твердых и жидких РАО с узлом цементированного зольного остатка, установки плавления теплоизоляции. Кондиционирование ТРО проводится методами прессования и суперкомпактирования, упаковки с компактированными и цементированными отходами размещаются на длительное хранение в невозвратных защитных контейнерах, в них же размещается и часть отходов без переработки. Все перечисленные «холодные» методы обращения с РАО характеризуются относительно невысокими коэффициентами сокращения объема отходов, поэтому требуют больших площадей и объемных хранилищ для размещения кондиционированных форм РАО.

В ГУП МосНПО «Радон» разработана и эксплуатируется установка плазменной переработки ТРО, обеспечивающая получение кондиционного продукта в одну стадию и высокий коэффициент сокращения объема отходов. Стеклоподобный конечный продукт, плавленый шлак, пригоден для захоронения или длительного хранения на полигоне кондиционированных радиоактивных отходов. Удельные капитальные затраты на создание плазменной установки и эксплуатационные расходы на переработку РАО плазменным методом не превышают затраты на сжигание, при этом установка способна перерабатывать одновременно отходы, поступающие на сжигание, плавление, прессование и суперкомпактирование. При плазменной переработке ТРО исключается также и стадия цементирования продукта сжигания РАО — зольного остатка.

В ГУП МосНПО «Радон» были созданы и испытаны установки плазменной переработки твердых радиоактивных отходов производительностью $40 \div 50$ кг/час («Пиролиз») и $200 \div 250$ кг/час («Плутон»).

На переработку принимаются твердые радиоактивные отходы смешанного типа, близкие по своему морфологическому составу ТРО атомных электростанций. Перерабатываемые отходы включают, наряду с горючими материалами (бумага, древесина, текстиль, полимеры), до 40–50 % негорючих компонентов (строительный мусор, стекло, грунт, ил, металлический скрап, теплоизоляционные материалы и т.п.), суммарная влажность отходов может достигать 40 % при влажности отдельных упаковок до 90 %. Удельная активность принимаемых отходов ограничивается величинами $3,7 \cdot 10^6$ Бк/кг для β , γ -излучающих радионуклидов и $2,2 \cdot 10^5$ Бк/кг для α -излучающих изотопов.

По своей структуре получаемый в плазменном процессе плавленный шлак близок к вулканическому стеклу, доля кристаллических включений, основными из которых являются щелочные алюмосиликаты, в аморфной матрице не превышает $10 \div 15$ %. Содержание оксида алюминия в шлаке достигает 28 масс. %; оксида кремния – 60 %; оксида натрия – менее 11 %. В плавленном шлаке надежно фиксируются как радионуклиды, так и оксиды тяжелых металлов, таких как свинец, никель, медь, цинк и др. Плотность шлаков составляет $2,5\text{--}3,5$ г/см³.

Шлаковый компаунд является чрезвычайно устойчивым к химическому воздействию материалом; скорость выщелачивания ^{137}Cs из шлака в воду не превышает $5 \cdot 10^{-6}$ г/(см²·сутки), что, в среднем, на порядок ниже подобного показателя для боросиликатных стекол.

В 2007 году ГУП МосНПО «Радон» получил разрешение Ростехнадзора России на плазменную переработку ТРО и с начала 2008 года ведет плановую опытно-промышленную переработку ТРО низкого и среднего уровней активности плазменно-пиролитическим методом на установке «Плутон». За два года было переработано 37 т (более 200 м³) радиоактивных отходов низкого уровня активности, включая радиоактивные грунты, отработавшие аэрозольные фильтры, древесину, биологические и смешанные отходы. Доля негорючих компонентов в них составила 7,8 т или, в среднем, 21 % от общей массы загруженных отходов. В результате переработки получено более 8 тонн шлакового расплава, слитого в металлические контейнеры.

Коэффициент сокращения первоначального объема РАО, поступивших на переработку, после размещения приемных контейнеров с продуктом переработки (шлаком) в невозвратных защитных контейнерах, находился в диапазоне от 40 до 70.

Проведена сравнительная оценка эффективности трех вариантов переработки ТРО АЭС, расчеты выполнены для производительности комплексов переработки 2000 куб. м в год:

1) плазменная переработка горючих и негорючих ТРО в шахтной печи с размещением полученного шлака в невозвратном защитном контейнере НЗК-1,5-150;

2) сжигание горючих РАО в камерной печи с последующим кондиционированием зольного остатка методом цементирования в 100 л бочках; компактирование и суперкомпактирование негорючих и смешанных ТРО в 100 л бочках, размещение кондиционированных отходов в НЗК в 200 л бочках;

3) сжигание горючих РАО с последующим цементированием зольного остатка в 100 л бочках; компактирование негорючих и смешанных ТРО в 100 л бочках на установке прессования, размещение кондиционированных отходов в НЗК в 200 л бочках.

В первом случае продукты переработки ТРО будут размещены в 34 НЗК, во втором случае – в 147 НЗК, в третьем варианте требуется 300 НЗК. Таким образом, эффективность переработки ТРО плазменным методом от 4 до 9 раз выше вариантов с использованием комбинации методов раздельной переработки горючих, негорючих и смешанных отходов. Создание Комплекса переработки ТРО АЭС на основе плазменно-пиролитической технологии позволит в десятки раз увеличить объем отходов, которые можно подвергнуть глубокой термической конверсии с получением в одну стадию кондиционного продукта, пригодного для долговременного хранения.

В настоящее время ГУП МосНПО «Радон» совместно с ЗАО «Альянс-Гамма» и рядом научных и проектных центров России участвует в реализации проектов по созданию плазменных комплексов переработки радиоактивных отходов низкого и среднего уровня активности производительностью до 250 кг/ч на Нововоронежской АЭС и в ОАО «Сибирский химический комбинат». Ведутся работы по проектированию Комплекса плазменной переработки ТРО для вновь строящейся АЭС «Белене» в Болгарии. Прототипом создаваемым Комплексами плазменной переработки ТРО АЭС служит установка «Плутон», находящаяся в эксплуатации в ГУП МосНПО «Радон».

Зарубежный опыт захоронения радиоактивных отходов

Сорокин В.Т., Демин А.В., ОАО «Головной институт «ВНИПИЭТ»

Альтернативой длительному хранению радиоактивных отходов (РАО) в инженерных сооружениях является захоронение кондиционированных (то есть специально подготовленных) отходов в приповерхностных сооружениях или глубоких геологических формациях.

Безопасность захоронения РАО основана на использовании много-барьерной концепции изоляции отходов от окружающей среды, которая реализуется за счет:

- Формы отходов (низкая растворимость или выщелачиваемость радионуклидов);
- Свойств контейнера (водонепроницаемость, низкая диффузионная проницаемость стенок контейнеров);
- Защитных свойств буферного материала (защита упаковок от проникновения воды и замедление миграции радионуклидов из зоны захоронения);
- Защитных свойств ограждающих конструкций (защита буферного материала от воздействия внешних факторов);
- Защитных свойств вмещающих пород или покрывающего экрана (защита сооружения от внешнего воздействия и предотвращение миграции радионуклидов в окружающую среду).

Количество и свойства защитных барьеров, а также тип и конструкция пункта захоронения радиоактивных отходов (ПЗРО) зависят от характеристики РАО и условий захоронения. По результатам анализа безопасности разрабатываются критерии приемлемости отходов для конкретных площадок.

Современная международная классификация РАО учитывает способ их захоронения. Определены шесть категорий РАО:

- не подлежащие контролю отходы;
- очень короткоживущие РАО (ОКНАО);
- очень низкоактивные РАО (ОНАО);
- низкоактивные РАО (НАО);
- среднеактивные РАО (САО);
- высокоактивные РАО (ВАО).

Согласно международной и отечественной классификации способы захоронения подразделяются на приповерхностный (наземный и заглубленный) для ОНАО, НАО и САО и подземный в глубоких геологических формациях для ВАО.

В мировой практике реализованы и разрабатываются различные способы захоронения РАО, представленные в таблице.

Категория РАО	Способ захоронения	Страна	Состояние
ОНАО	Наземный	Франция Швеция	Реализован в промышленном масштабе
НАО САО	Наземный	Франция Испания	Реализован в промышленном масштабе
	Заглубленный	Швеция Финляндия	Реализован в промышленном масштабе

BAO	Глубокие геологические формации	Швеция Финляндия Бельгия	Инженерно-геологические изыскания
-----	---------------------------------	--------------------------------	-----------------------------------

В докладе рассмотрены конструкции существующих и разрабатываемых сооружений для захоронения РАО различного уровня активности и приведены характеристики зарубежных ПЗРО.

Остекловывание имитаторов BAO SRNL (США) и ПО «Маяк» на стендовой установке с холодным тиглем

Сунцов Д.Ю., Лебедев В.В., Стефановский С.В., Князев О.А., ГУП МосНПО «Радон»; Marra J.C., Savannah River National Laboratory, Aiken, 29808 SC, USA

Одной из наиболее важных областей применения технологии индукционного плавления в холодном тигле (ИПХТ) является область переработки высокоактивных отходов (BAO). Стеклообразующая матрица является наиболее приемлемым материалом для иммобилизации радионуклидов, особенно смеси ионов радиоактивных элементов с разными зарядами и радиусами ионов. В настоящее время ГУП МосНПО «Радон» располагает надежно функционирующим оборудованием для переработки низко- и среднеактивных отходов и принимает участие в работах по адаптации ИПХТ технологии к решению задач по переработке BAO.

Боросиликатное стекло в США является официально утвержденной формой для иммобилизации высокоактивных отходов (BAO), образующихся после выделения остаточного урана и плутония из отработанного ядерного топлива, ввиду его большей стойкости к кристаллизации и лучшими технологическими свойствами, чем алюмофосфатное стекло. В то же время, получение боросиликатного стекла требует более высоких температур (1150-1200°C), что связано с повышением требований к конструкционным материалам плавителей.

На опытной стенде ГУП МосНПО «Радон» с плавителем типа «холодный тигель» был проведен эксперимент по остекловыванию имитатора шламов ЖРО с высоким содержанием железа и алюминия из хранилища с полигона в Саванна Ривер, США. В качестве стеклообразующей добавки использовали литий-боро-силикатную стеклофритту 503-R4 при влажности шлама 50-70 масс.%. Цель данной работы состояла в определении технологических параметров процесса, режимов работы ВЧ генератора, характеристик отходящих газов и полученного продукта в зависимости от соотношения оксидов BAO и фритты. Расчетное содержание отходов в стеклопродукте варьировали от ~50 до 70 масс.%, исходя из состава имитатора BAO и фритты.

Было переработано около 600 кг шлама и получено ~190 кг продукта. Средняя удельная производительность по стеклопродукту составила около 70 кг/(м²·ч).

Аналогичный эксперимент был проведен с имитатором ВАО ПО «Маяк» ввиду схожести происхождения и химического состава отходов. В качестве стеклообразующей добавки использовали смесь буры и песка. Содержание отходов в продукте зафиксировали на уровне 30 масс.% во избежание выделения желтой сульфатной фазы (хальмоза). В эксперименте исследовалась возможность переработки концентрата ВАО в индукционном плавителе, а также изучались характеристики полученного стекломатериала.

После завершения эксперимента стекло из контейнеров выборочно анализировали методами рентгенофазового анализа на дифрактометре ДРОН-4 (Fe-излучение), сканирующей электронной микроскопии с энергодисперсионной системой на аналитическом комплексе JSM-5300 + Link ISIS и инфракрасной спектроскопии на спектрофотометре ИКС-29.

По данным рентгеновской дифракции и электронной микроскопии в продукте, содержащем не более 60 масс.% оксидов ВАО, присутствует фаза шпинели в количестве, не влияющем на реологические свойства расплавов и химическую устойчивость продукта. При более высоком содержании оксидов ВАО образуется дополнительная фаза нефелина, негативно влияющая на химическую устойчивость стекломатериалов. Анионный мотив стекол преимущественно образован метасиликатными цепочками и группировками с трехкоординированным бором.

Методические и практические аспекты создания, наполнения и применения баз данных вывода из эксплуатации блоков АЭС с использованием современных информационных технологий

Тихоновский В.Л., ЗАО «НЕОЛАНТ»

Вывод из эксплуатации энергоблока АЭС — комплексный процесс, включающий несколько этапов, на которых осуществляется разработка локальной (объектовой) концепции вывода из эксплуатации, программы вывода из эксплуатации, проведение комплексного инженерного и радиационного обследования, разработка проекта вывода из эксплуатации, дезактивация и демонтаж оборудования, обращение с РАО и т.д. На любом этапе вывода из эксплуатации принятие обоснованных решений может гарантироваться исключительно наличием и полнотой требуемой для этих целей информации.

Основной проблемой при выводе из эксплуатации блока АЭС является проблема переработки и удаления для последующего хранения или

захоронения радиоактивных отходов, которые будут образовываться как при демонтаже реактора, так и радиоактивных конструкций блока. В настоящее время в России отсутствуют хранилища и могильники РАО, требуемые при выводе из эксплуатации блока атомной станции. Этот фактор, а также сложности с финансированием для осуществления немедленного демонтажа радиоактивных конструкций реактора определяют выбор варианта SAFSTOR как основного для вывода из эксплуатации блоков атомных станций в России.

Вариант SAFSTOR характеризуется достаточно длительным временем сохранения радиоактивных конструкций блока под наблюдением. Например, при выводе из эксплуатации блоков первой и второй очереди ЛАЭС длительность этого этапа в программах вывода из эксплуатации принята не менее 50 лет. В таких условиях сохранение и передача всей необходимой информации последующим поколениям специалистов, которые будут осуществлять работы по демонтажу реакторной установки и оборудования энергоблоков, становится важнейшей задачей, так как наличие достоверной информации напрямую влияет на безопасность и экономичность проведения работ по ВЭ. Тем более, что в силу ряда причин на действующих АЭС России в настоящее время хранение проектной и эксплуатационной документации организовано, как правило, только на бумажном носителе. В течение срока эксплуатации часть информации безвозвратно утрачивается, бумажный носитель информации приходит в негодное состояние. Зачастую важные сведения об истории эксплуатации блока АЭС содержатся только в памяти специалистов и утрачиваются при их уходе со станции.

Очевидно, что кардинально изменить ситуацию с информационным сопровождением работ по ВЭ возможно только при создании специальной, целенаправленно обновляемой и поддерживаемой на протяжении всей длительности процесса ВЭ базы данных проектной и эксплуатационной документации блока АЭС, обеспечивающей ее долговременное и надежное хранение - *базы данных по выводу из эксплуатации (БДВЭ)* блока АЭС. Заблаговременное внедрение и наполнение такой базы данных по выводу из эксплуатации позволит централизованно сохранить и передать всю необходимую документацию и данные, требуемые для практического осуществления вывода из эксплуатации, будущим поколениям специалистов.

Доклад представляет практический и методический опыт, полученный авторами при создании базы данных по выводу из эксплуатации блоков АЭС с РБМК, внедренной на Ленинградской АЭС, и внедряемой в настоящее время на Курской АЭС, в рамках выполнения перечня мероприятий для подготовки к выводу из эксплуатации блоков в связи

с завершением их проектного срока эксплуатации. В докладе представлены возможности применения трехмерных инженерных моделей блоков АЭС для решения задач не только подготовки к выводу и вывода из эксплуатации, но и эксплуатации действующих блоков АЭС в процессе продления срока службы.

Модернизация комплекса по переработке жидких радиоактивных отходов Кольской АЭС

Федоров Д.А., ЗАО «Альянс-Гамма», г. Москва

Кольская АЭС — одна из старейших атомных электростанций в России, и эксплуатируется с 1978 г.

Кольская АЭС эксплуатирует четыре энергоблока типа ВВЭР-4400 и включает два корпуса, где расположены хранилища ЖРО: 1-ая очередь (1 и 2 энергоблоки) и 2-ая очередь (3 и 4 энергоблоки). Накопленные ЖРО временно хранятся в емкостях из нержавеющей стали и должны быть переработаны таким способом, чтобы обеспечить безопасное долговременное хранение, транспортирование и окончательное удаление таких отходов.

Целью модернизации комплекса переработки жидких радиоактивных отходов было увеличение производительности существующего комплекса, принятого в эксплуатацию в 2006 году.

В целом комплекс переработки жидких радиоактивных отходов включает следующие подсистемы, модули и оборудование:

- А1 — растворение и извлечение солей;
- А2 — концентрирование;
- А3 — цементирование отработанных ионообменных смол и шламов;
- А4 — извлечение ЖРО из емкостей хранилища;
- А5 - удаление радионуклидов из кубового остатка
- Транспортное/перерабатывающее оборудование для обращения с отвержденными отходами.
- Оборудование радиационного контроля;
- Вспомогательные системы и модули;
- Хранилище отвержденных отходов.

Система удаления радионуклидов из кубового остатка, будучи частью комплекса переработки ЖРО, предназначена для очищения солевых радионуклидных растворов, хранящихся в емкостях ХЖРО 1 и 2 очереди Кольской АЭС, от радионуклидов Со, Мп, Cs и продуктов коррозии.

Содержание радионуклидов в результате очистки ЖРО должно быть таким, чтобы конечный продукт плава солевых шламов, получаемый в

процессе последующей переработки на установке концентрирования А2, классифицировался как нерадиоактивных твердые отходы.

Радионуклиды, извлекаемые из солевых растворов, в процессе удаления концентрируются в шламе (Со, Мп, продукты коррозии и частично Cs) и в ионоселективном сорбенте фильтр-контейнеров (радионуклиды Cs), которые направляют на установку цементирования А3 для отверждения.

Использованные фильтр-контейнеры после подготовки (промывание, сушка и запечатывание) направляют хранилище отвержденных радиоактивных отходов и впоследствии могут перевезены на размещение в региональное хранилище РАО.

Модернизация комплекс переработки ЖРО касалась непосредственно основного компонента - системы А5 и проводилась в два этапа:

- Модернизация оборудования для получения озона.
- Модернизация оборудования модуля окисления (озонирования) и фильтрации.

После модернизации общая производительность комплекса переработки ЖРО увеличилась в два раза: с 0,5 м³/ч до 1 м³/ч.

Организация высокоэффективных систем очистки ЖРО с использованием комплексобразующих ионообменных смол

Чугунов А.С., Санкт-Петербургский ГТИ-ТУ;

Степанов Е.А., НПП «Экоатом», г. Сосновый Бор

Ставшее уже традиционным использование для переработки ЖРО методов водоподготовки в общем случае не обеспечивает выдвигаемых природоохранными органами требований по качеству сточных вод и принципу минимизации вторичных отходов. Одной из причин последнего являются эпизодически возникающие залповые сбросы сорбированных радионуклидов, приводящие к увеличению расхода однократно используемых фильтроматериалов, следовательно — вторичных отходов.

Вопросы использования внутренних ресурсов ЖРО для организации процессов иммобилизации радионуклидов вообще не рассматриваются как направление переработки ЖРО.

Единственной причиной возникновения залпового выхода сорбированных ионов является хроматографическое разделение ионов, обусловленное разностью селективностей сорбента к присутствующим в растворе компонентам.

В общем случае, распределение компонентов ЖРО между сорбентом и раствором должно подчиняться правилу Фаянса-Паннета.

Поэтому, при сорбции $^{134,137}\text{Cs}$ на ферроцианидных материалах и ^{90}Sr - ^{90}Y , ^{54}Mn и ^{60}Co - на коммерчески доступных неорганических фосфорнокислотных катионитах более прочные поверхностные комплексы ионов цветных металлов с активными группами ионитов оказывают значимую конкуренцию.

Не определяемая доступными методами концентрация поступающих как продукты коррозии конструкционных материалов ионов цветных металлов $\sim 1\text{мкг/дм}^3$ соответствуют $\sim 1,8 \cdot 10^{-8}$ Моль/ дм^3 . При удельной активности в $1,0 \text{ КБк/дм}^3$ концентрация наиболее часто встречающихся радионуклидов ^{134}Cs , ^{137}Cs , ^{60}Co , ^{90}Sr составляет $1,6 \cdot 10^{-13}$; $2,3 \cdot 10^{-12}$, $4,0 \cdot 10^{-13}$, $2,14 \cdot 10^{-12}$ Моль/ дм^3 соответственно. Значительное превышение концентрации примесей приводит к формированию зон сорбции с порядком проявления, определяемым рядом селективности для соответствующего типа ионогенной группы.

Групповое выделение химических аналогов на коммерчески доступных ионообменных смолах позволяет выделить из регенератов твердые фазы с включенными в них радиоактивными веществами. Это позволяет использовать исходно содержащиеся в ЖРО общехимические компоненты в качестве матричного материала для омоноличивания радионуклидов, уменьшая объем вторичных РАО.

С учетом вышеизложенных особенностей был разработан технологический процесс очистки низкоосновных ЖРО с использованием коммерческих комплексообразующих ионообменных смол, обеспечивающих максимальные степени выделения и концентрирования компонентов ЖРО. Разработаны методы регенерации, обеспечивающие дальнейшее совместное осаждение радионуклидов с содержащимися в технологических растворах изоморфными носителями.

Обработка технологических режимов проводилась в в 2007-2009 гг. при проведении плановых работ по очистке реальных ЖРО ВМФ РФ различного происхождения.

В докладе приводятся и обсуждаются результаты теоретического и экспериментального обоснования выбора классов ионообменных материалов и методов кондиционирования радионуклидов в сопутствующих компонентах ЖРО, возможные схемы организации процессов очистки ЖРО различной природы.

Прессование радиоактивных отходов

Шевченко С.М., ГУП МосНПО «Радон»

В мировой практике используются различные технологии прессования твердых отходов:

- Прессование под низким давлением

Прессование под низким давлением (до 100 т) в основном используется для уменьшения объема ТРО, упаковываемых для транспортировки или подлежащих промежуточному хранению.

- Прессование в бочке

Более широко распространено прессование ТРО под низким давлением внутри бочек. Мешки с ТРО вручную помещают в бочку, в которой и происходит их сжатие. После прессования первой партии ТРО добавляют новую порцию мешков с ТРО и прессование повторяют. Эффективность прессования в бочках, надежность оборудования и его доступность на рынке ведет к дальнейшему распространению этого метода.

- Прессование под высоким давлением

Прессование под высоким давлением (1000 – 1500 т) используется для уплотнения отходов до плотностей, близких к действительным для данных материалов.

Как правило, прессованию под высоким давлением подвергаются бочки с непрессованными отходами или спрессованными под низким давлением. В последнем случае для дополнительного компактирования отходов требуются суперкомпакторы (прессы, развивающие усилия до 1500 т). На сегодняшний день в мире накоплен большой опыт удовлетворительной эксплуатации устройств, для прессования с большими усилиями. Существующее на рынке оборудование позволяет использовать его для выполнения разнообразных задач, связанных с обращением с отходами.

В ГУП МосНПО «Радон» установка прессования «Суперкомпактор» предназначена для прессования ТРО поступающих на переработку в 100-литровых бочках, после чего полученные брикеты с ТРО размещают в 200-литровых бочках и заливают цементным раствором, а затем размещают на хранение в хранилищах радиоактивных отходов. Установка прессования «Суперкомпактор» развивает усилие прессования до 1500 тонн. Управление процессом прессования осуществляется при помощи автоматизированной системы управления. Подача ТРО на прессование, прессование, размещение в 200-литровых бочках, складирование 200-литровых бочек осуществляется дистанционно, при помощи манипуляторов. Процессом прессования управляет персонал, обслуживающий установку из помещения пультной.

Технические характеристики установки «Суперкомпактор»:

- производительность установки - 1,2 м³/час;
- усилие прессования - до 1500 тонн;
- время цикла прессования - 5 мин;
- коэффициент сокращения объема - до 11.

Требования к ТРО подлежащим прессованию:

Толщина изделий из металла в составе ТРО - не более 6 мм.

Содержание изделий из резины в упаковке ТРО - не более 7 масс. %.

Содержание влаги в упаковке ТРО - не более 1 масс. %.

В состав ТРО входят:

- изделия из стекла, керамики, полимеров, резины;
- лабораторное оборудование и посуда;
- металлические отходы;
- строительный мусор;
- теплоизоляционные материалы.

Установка прессования ТРО в 100-литровых бочках используется для сокращения объема ТРО в процессе заполнения 100-литровых бочек радиоактивными отходами, с целью рациональной подготовки упаковок с ТРО для прессования на более мощном прессе (усилие прессования до 1500 тонн). Прессование проводится с усилием до 20 тонн. Процесс прессования выполняется следующим образом: ТРО в первичной упаковке (полиэтиленовый мешок) вручную помещают в бочку и отправляют под пресс. После первого цикла прессования, ТРО добавляют через загрузочный люк в мешках и прессование повторяют. Затем бочку догружают ТРО, закрывают крышкой, извлекают из установки и отправляют на прессование ТРО вместе с бочкой на установку «Суперкомпактор».

Технические характеристики прессы:

- усилие прессования - до 20 тонн;
- коэффициент сокращения объема - до 6;
- время цикла прессования - 2 мин;
- габаритные размеры установки 1700х1550х2500 мм.

Требования к ТРО подлежащим прессованию:

Толщина изделий из металла в составе ТРО - не более 3 мм.

Содержание изделий из резины в упаковке ТРО - не более 7 масс. %.

Содержание влаги в упаковке ТРО - не более 1 масс. %.

Установка прессования ТРО в 100-литровых бочках может использоваться в качестве основной установки прессования для сокращения объема ТРО в процессе заполнения бочек прессуемыми радиоактивными отходами, с последующим размещением и кондиционированием 100-литровых бочек со спрессованными ТРО.

Прессование ТРО - самый простой и экономичный способ уменьшения объема отходов, позволяющий сократить расходы на транспортировку и затраты на строительство и эксплуатацию хранилищ РАО.

Сортировка и фрагментирование твердых радиоактивных отходов

Шевченко С.М., ГУП МосНПО «Радон»

Поступающие на переработку твердые радиоактивные отходы (ТРО) разнообразны по форме, размерам, составу. Разнообразие категорий и групп ТРО приводит к необходимости разделять эти отходы по способам их переработки (сортировать) и уменьшать их размеры (фрагментировать) до технологически необходимых для переработки и кондиционирования.

В стратегии обращения с ТРО в ГУП Мос НПО «Радон» можно выделить три основных направления:

- подготовка ТРО к переработке, используя методы сортировки и фрагментирования;
- переработка ТРО, с целью уменьшения их объема;
- кондиционирование ТРО, с целью перевода радиоактивных отходов в форму пригодную для хранения.

Сортировка и фрагментирование ТРО в ГУП МосНПО «Радон» проводится на установке «Бокс сортировки и фрагментирования ТРО», которая предназначена для проведения процессов сортировки и фрагментирования твердых радиоактивных отходов низкого и среднего уровней активности с целью последующей переработки ТРО методами сжигания, прессования или отправки на кондиционирование. Целью процесса сортировки является разделение отходов по способам переработки.

Сортировка проводится внутри бокса, на рабочем столе под вытяжными зонтами. При необходимости отходы фрагментируются до заданных размеров, позволяющих производить последующую переработку и кондиционирование. Сортированные радиоактивные отходы размещаются в упаковки (100 и 200-литровые бочки, полиэтиленовые контейнеры, контейнеры КРАД-1.3) и отправляются на дальнейшую переработку.

Процесс фрагментирования в боксе проводится одновременно с сортировкой (в случаях, когда габаритные размеры отходов превышают размеры, установленные для отправки на переработку) или отдельно (разборка оборудования, фрагментирование крупногабаритных ТРО). Для фрагментирования используется гидравлический инструмент (кусачки, разжим-кусачки, листорез, ножницы, гидравлический пресс).

После обработки ТРО методами сортировки и фрагментирования в ГУП Мос

НПО «Радон» формируются упаковки с радиоактивными отходами, предназначенные для сжигания, прессования и кондиционирования:

- ТРО в мешках и полиэтиленовых контейнерах направляются на сжигание;

- ТРО в 100-литровых бочках направляются на прессование;
- ТРО в 200-литровых бочках и контейнерах КРАД-1.3 направляются на кондиционирование.

Проведение операций по сортировке и фрагментированию ТРО в отдельном изолированном помещении (боксе), со своими системами инженерного обеспечения, грузоподъемными механизмами, устройствами и приспособлениями для перемещения РАО обеспечивает безопасность проведения работ с радиоактивными отходами и препятствует распространению радиоактивных веществ.

Предложенная технология позволяет повысить безопасность обращения с радиоактивными отходами, уменьшить объемы радиоактивных отходов, после проведения сортировки и фрагментирования, за счет последующей переработки, снизить эксплуатационные расходы в процессе хранения.

Использование установки сверхкритического водного окисления (СКВО) для переработки ЖРО и ИОС АЭС

Хубецов С.Б., ОАО «ВНИИАЭС»; Свитцов А.А., ООО «Гелла-ТЭКО»; Мазалов Ю.А., ГНУ ГОСНИТИ; Ведерников А.А., ЗАО РАОТЕХ

В 2009г. в ОАО «Концерн Росэнергоатом» выполнялись работы по использованию метода сверхкритического водного окисления (СКВО), обеспечивающего полное одностадийное окисление любых органических веществ до безвредных продуктов с последующим выделением из раствора неорганических соединений в виде газов или твердых фаз. При обработке водных смесей органических и неорганических соединений сверхкритической водой при избытке воздуха (или кислорода), температурах 400–450 °С и давлении 220–250 атм. (т.е., выше критической точки воды) не менее 99,99% органических соединений в исходной смеси превращаются в воду и углекислый газ. Азотсодержащие органические соединения и аммонийные вещества разлагаются с выделением газообразного азота. Хлор, фтор, фосфор и сера из органических веществ образуют кислотные остатки и выделяются в виде неорганических кислот или солей. Металлы выделяются в виде неорганических солей или окислов. Большинство устойчивых в этих условиях неорганических соединений малорастворимы в сверхкритической воде и выпадают в осадок или выделяются в виде газа.

В настоящее время выполняются работы по адаптации технологии СКВО для кондиционирования отработавших ионообменных смол (ИОС). Кинетика этого процесса будет существенно ускорена в случае использования измельченных (до размера 50–100 микрон) ИОС, что потребует разработки аппарата, не используемого до настоящего

времени в атомной энергетике и его совмещение с действующим оборудованием.

Контактный аппарат (реактор) для макетной установки представляет собой реактор из нержавеющей стали объемом 5 л. В дне реактора встроены электронагреватели, способные поднять температуру реакционной среды за 5 - 10 мин.

В 2010–2011 годах предполагается изготовление и поставка опытного образца СКВО и проведение испытаний на модельных и реальных ЖРО НВАЭС.

В перспективе (при получении положительных результатов) можно рассматривать вопрос замены узла озонирования УИСО на СКВО.

Внедрение предлагаемой технологии существенно сократит количество РАО на АЭС, упростит и удешевит процесс их переработки, хранения и захоронения.

Подготовка персонала атомных станций для работы с оборудованием, участвующим в технологии сухого хранения ОЯТ

Гуськов В.Д., Зозуля В.М., Марченко А.В., ОАО «КБСМ»

В настоящее время на ЛАЭС, КуАЭС, САЭС, ГХК проводятся работы по созданию технологии сухого контейнерного хранения ОЯТ. Основу этой технологии составляют транспортные упаковочные комплекты ТУК-109 и транспортно-технологическое оборудование (ТТО) для обращения с ними. ТТО служит для:

- подъема, кантовки и переноса ТУК-109, УКХ-109 (подвески, траверсы);
- осушки внутренней полости УКХ-109 и заполнения инертным газом;
- проведение контроля герметичности разъемных соединений УКХ-109 с ОЯТ;
- автоматизированного управления подготовкой УКХ-109 к хранению;
- контроля положения УКХ-109 под шахтой загрузки и т.д.

Важнейшим требованием, предъявляемым к технологии сухого контейнерного хранения, является обеспечение ее безопасности при выполнении операций:

- осушки УКХ-109 с ОЯТ;
- контроля герметичности разъемных соединений УКХ-109 после загрузки ОЯТ в контейнер;
- загрузки ОЯТ в УКХ-109.

С целью обучения оперативного персонала практическим навыкам по осуществлению подготовки УКХ-109 к сухому контейнерному хранению в ХОЯТ Ленинградской АЭС ОАО «КБСМ» разработало специальный полномасштабный тренажер. Полномасштабный тренажер предназначен:

- для отработки практических навыков персонала, выполняющего работы по подготовке УКХ-109 с ОЯТ к хранению согласно Руководству по эксплуатации УКХ-109 и Инструкции по эксплуатации, разработанным в реакторном цехе;
- для проведения экспериментальных работ по осушке УКХ с использованием штатного оборудования изделий СМ-637 «Комплект оборудования для контроля герметичности и заполнения инертным газом УКХ с ОЯТ и ТРО», СМ-647 «Средства осушки упаковочных комплектов для хранения ОЯТ», СМ-821 «Автоматизированная система управления подготовкой УКХ-109 к сухому хранению»;
- для имитации операций по подготовке УКХ к хранению на посту обслуживания и посту подготовки УКХ-109 с ОЯТ к хранению.

Тренажер состоит из следующих элементов:

- МБК СМ-561 из состава стенда СМ-Э332;
- имитатор контролируемых объемов поста подготовки УКХ к хранению;
- имитатора контролируемых объемов поста обслуживания;
- переходник для доступа к внутренней полости МБК;
- электрооборудование, включающее нагревательные элементы для имитации тепловыделения ОЯТ, установленные внутри МБК, и систему управления ими;
- систему измерения, включающую датчики температуры, установленные внутри МБК, датчики давления, установленные на внутренней крышке МБК, и приборы индикации их показаний.

Конструктивное исполнение тренажера позволяет (при обучении) персоналу реакторного цеха имитировать полный цикл работ по подготовке УКХ-109 с ОЯТ к хранению (сушка, контроль герметичности, заполнение инертным газом) с использованием штатных систем.

Имитация операций по заполнению контейнера инертным газом выполняется с использованием атмосферного воздуха.

Имитация полного цикла работ по подготовке УКХ-109 к хранению на тренажере выполняется под управлением АСУП при установленном на АРМ типе контейнера «Тестовый».

Сопоставление расчетных результатов и данных натурных измерений эксплуатационных параметров в процессе подготовки к длительному хранению ОЯТ реактора БН-350 в г. Актау (Республика Казахстан)

Гуськов В.Д., Коротков Г.В., Васильев В.В., ОАО «КБСМ»

В г. Актау (Республика Казахстан) продолжается загрузка ТУК-123 ОЯТ реактора БН-350 и подготовка ТУК к эксплуатации (перевозка и хранение ОЯТ).

В процессе подготовки ТУК проведен ряд комплексных измерений температур и радиационной обстановки, как в помещении загрузки, так и во временном контейнерном хранилище ОЯТ.

Процесс подготовки контейнера к эксплуатации содержит этапы, дающие редкую возможность оценить адекватность расчетных методик, сопоставляя расчетные прогнозы и данные натурных измерений.

В первую очередь это относится к расчету тепловых режимов, в проектной документации ориентируемых всегда на предельные параметры загрузки и статичной окружающей среды. Условия окружающей среды, близкие к стационарным, могут быть созданы в процессе подготовки в пределах значимых отрезков времени (не менее 3-4-х суток).

Сопоставление данных измерений с расчетными результатами, учитывающими параметры конкретной загрузки и условия внешней среды, характеризуют адекватность используемых расчетных методик.

Параллельное проведение измерений температуры и радиационной обстановки на поверхностях контейнера дает возможность оценить температурные условия внутри контейнера и характеристики загруженного ОЯТ даже в случае отсутствия паспортных данных о мощности остаточного тепловыделения ОЯТ.

Осушка внутренней полости проводится с помощью оборудования и по алгоритму, разработанным в КБСМ.

Параметры парогазовой смеси и время осушки внутренней полости на обследованном контейнере практически совпали с расчетными.

Температурные измерения, проведенные во временном контейнерном хранилище ОЯТ ТОО «МАЭК-Казатомпром» (РУ БН-350), подтвердили возможность адекватного учета параметров внешней среды (ветер, условия инсоляции, температурная предыстория, рядом стоящие ТУК и т.п.) имеющимися расчетными средствами.

В целом весь комплекс данных, полученных в процессе подготовки ТУК-123 к эксплуатации вместе с соответствующими расчетными результатами, свидетельствует о консервативности принятых допущений и большой надежности проектных разработок ТУК-123.

Реализация технологии сухого контейнерного хранения ОЯТ реактора БН-350 в Республике Казахстан

Гуськов В. Д., Коротков Г. В., Васильев В.В., ОАО «КБСМ»

В Республике Казахстан (РК) успешно реализуется проект по размещению ОЯТ реактора БН-350 на долговременное хранение с использованием металлобетонных контейнеров ТУК-123. В рамках этого проекта в ТОО «МАЭК – Казатомпром» (г. Актау) введено в эксплуатацию временное хранилище ОЯТ (ВХОЯТ РУ БН-350), а на стендовом комплексе «Байкал-1» Национального ядерного центра РК (район г. Семипалатинска) – площадка долговременного хранения ОЯТ реактора БН-350.

Транспортный упаковочный комплект ТУК-123, включающий в себя упаковочный комплект хранения УКХ-123 и устанавливаемый на него (при транспортировании на стендовый комплекс «Байкал-1») защитно-демпфирующий кожух, разработан ОАО «КБСМ» в соответствии с ТЗ, согласованным российской и казахской сторонами.

На конструкцию упаковки (ТУК-123 с ОЯТ реактора БН-350) ОАО «КБСМ» получен Сертификат - разрешение RUS/0108/B(U) F-96 (Rev.1), подтверждающий ее соответствие требованиям «Правил безопасности при транспортировании радиоактивных материалов» в РФ НП-053-04 и «Правил безопасной перевозки радиоактивных материалов» № TS-R-1 МАГАТЭ, действие которого Комитетом по атомной энергетике Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан распространено и на РК.

Двухцелевое назначение ТУК-123 дает возможность разделить во времени операции по загрузке и транспортировке ОЯТ и обеспечить поэтапную реализацию проекта по размещению отработавшего топлива реактора БН-350 на долговременное хранение. На основании этого свойства ТУК-123 и в соответствии с принятым в РК решением контейнеры УКХ-123, загруженные ОЯТ, ставятся сначала на временное хранение на площадку ВХОЯТ РУ БН-350 ТОО «МАЭК – Казатомпром», а затем вывозятся для долговременного хранения.

Загрузка ОЯТ реактора БН-350 в УКХ-123 и постановка УКХ-123 с ОЯТ на временное хранение на площадке ВХОЯТ РУ БН-350 ТОО «МАЭК – Казатомпром» началась в конце 2008 года, а с конца 2009 года осуществляется вывоз ТУК-123 с ВХОЯТ РУ БН-350 ТОО «МАЭК – Казатомпром» на площадку «Байкал-1» и постановка их на долговременное хранение.

Всего по проекту должно быть загружено и вывезено 60 штук ТУК-123. Перевозка ТУК-123 осуществляется в такой последовательности: вначале ТУК-123 в ТОО «МАЭК – Казатомпром» грузятся в спецеше-

лон и везутся по железной дороге РК (расстояние – 3100 км), далее на станции РК «Дегелен» ТУК-123 с ОЯТ перегружаются на автотрейлер и транспортируются автотранспортом последние 30 км до «Байкал-1».

По состоянию на конец марта 2010 года изготовлено и поставлено с заводов изготовителей в РФ (ЗАО «Энерготекс» и ОАО «Севмаш») на ТОО «МАЭК – Казатомпром» 37 УКХ-123. На этот же период всего загружено ОЯТ в 36 УКХ-123. Из них: 15 УКХ-123 вывезено на «Байкал-1» и поставлены на долговременное хранение, а 21 УКХ-123 с ОЯТ находится на площадке временного хранения ТОО «МАЭК – Казатомпром» в ожидании погрузки и транспортирования на площадку «Байкал-1».

Анализ реализации технологии сухого хранения ОЯТ реактора БН-350 в УКХ-123 показал следующее:

1. Все поставленные на ТОО «МАЭК – Казатомпром» УКХ-123 гарантированно обеспечивают требования по безопасности, установленные проектом.

2. Претензий к работе транспортно-технологического оборудования, разработанного ОАО «КБСМ» (траверсы-кантователи, установка вакуумной суши и заполнения инертным газом, комплект оборудования контроля герметичности и др.) не зарегистрировано.

2. Все операции по обращению с УКХ-123 и ТУК-123 на «МАЭК – Казатомпром», станции «Дегелен» и площадке «Байкал-1» начиная с доставки с завода-изготовителя и заканчивая постановкой УКХ-123 с ОЯТ на долговременное хранение, проходят в штатном режиме (в соответствии с руководством по эксплуатации) с обеспечением пределов безопасной эксплуатации.

4. Контроль барьеров системы герметизации УКХ после загрузки ОЯТ показывает, что их характеристики не выше установленных проектом. Многобарьерность системы герметизации УКХ-123 исключает какие-либо утечки радиоактивного содержимого из УКХ.

5. Радиоактивное загрязнение наружной поверхности УКХ не превышает допустимого нормами.

8. При обращении с УКХ обеспечиваются допустимые дозовые нагрузки на персонал. Коллективная доза персонала, занятого обращением с УКХ (9 человек без учета сварщика и дозиметриста), за второе полугодие 2009 г. составила 18,25 чел·мЗв, при этом максимальная доза, полученная одним человеком составляет 2,8 мЗв.

9. Цикл постановки одного УКХ-109 на временное хранение составляет 11 рабочих смен.

Выполненные к настоящему времени в Республике Казахстан работы по реализации технологии сухого контейнерного хранения ОЯТ реактора БН-350 с использованием ТУК-123 (УКХ-123) подтверждают

реалистичность быстрого со сравнительно не большими первоначальными затратами перевода ОЯТ объектов атомной энергетики на сухое хранение с использованием контейнерной технологии.

Концепция создания транспортного упаковочного комплекта для безопасного транспортирования ОТВС реакторов ВВЭР-1000 с увеличенной массой и глубиной выгорания ядерного топлива

Долбищев С.Ф., ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»

Разработана концепция создания ТУК-1000/20 (условное обозначение) для безопасного транспортирования двадцати ОТВС реакторов ВВЭР-1000 с увеличенной массой и глубиной выгорания ядерного топлива.

Базовые положения концепции приняты на основе следующего:

- анализа полной номенклатуры ОТВС реакторов ВВЭР-1000 Российских АЭС и данных о полной технологической цепочке обращения с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ) АЭС;
- рассмотрения требований нормативных документов, действия которых распространяются на ТУК;
- рассмотрения и сопоставления технико-эксплуатационных характеристик известных отечественных и зарубежных ТУК, предназначенных для перевозки ОТВС АЭС;
- возможности транспортирования ТУК железнодорожным транспортом в габаритах подвижного состава 02-ВМ ГОСТ 9238-83 с учётом существующих транспортно-технологических цепочек обращения с ТУК на отечественных АЭС;
- оценки возможной для использования отечественной базы конструкционных материалов;
- использования передовых расчётно-аналитических методик для подтверждения технических характеристик ТУК-1000/20;
- оценки предполагаемых затрат на приобретение материалов и изготовление.

В рамках концептуальных положений разработана конструктивно-компоновочная схема ТУК-1000/20Д11, выпущены отчёты о проведении расчетов на радиационную и ядерную безопасность, тепловой анализ, прочность, оценку утечек радиоактивного содержимого.

Предлагаемый облик ТУК-1000/20 отвечает современным требованиям по безопасности и по своим характеристикам не имеет аналогов.

Также дана положительная оценка возможности использования ТУК-1000/20 для хранения и транспортирования ОЯТ реакторов РБМК-1000.

Ориентировочная стоимость изготовления серийного ТУК-1000/20 не более 2,5млн. долларов

Оборудование, предназначенное для обращения с высокоактивными ТРО на АЭС с реакторами ВВЭР-440

Зубков А.А., Родин А.В., Зюбин В.О., КТФ ОАО «ИЦЯК»;

Перегудов Н.Н., Ерзылёв С.А., Технологический филиал

ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В докладе будут показаны два проекта, разработанные для обращения с высокоактивными ТРО на Кольской АЭС. Первый из представленных проектов к настоящему времени уже реализован, второй находится в разработке.

Разработка защитных контейнеров (ЗК) для транспортирования по территории АЭС и хранения высокоактивных ТРО – поглощающих надставок (ПН) и кассет-экранов (КЭ)

Разработка и создание ЗК ПН и ЗК КЭ позволяет решить следующие задачи:

1) Осуществить транспортирование в ХОРО Кольской АЭС, а также безопасное долговременное хранение неперабатываемых ТРО в виде поглощающих надставок и кассет-экранов реакторов ВВЭР-440.

2) Сохранить свободные объемы в могильниках центральных залов, а также в бассейнах выдержки для обеспечения приема высокоактивных ТРО в течение продленного срока эксплуатации энергоблоков 1, 2 Кольской АЭС.

В качестве основного материала для изготовления ЗК ПН и ЗК КЭ применён высокопрочный чугун с шаровидным графитом (ВЧШГ).

В рамках данной работы был широко применён опыт, полученный при проектировании и изготовлении ряда контейнеров для транспортирования и хранения ОЯТ, выполненных из ВЧШГ в России. Речь идёт о ТУК-128, ТУК-135, ТУК-136, изготовленных на ЗАО «Петрозаводскмаш». Кроме этого, было учтено широкое использование контейнеров «MOSAİK», разработанных фирмой GNS (Германия) с корпусами из аналогичного материала для длительного хранения твердых высокоактивных отходов.

На сегодняшний день все контейнеры, изготовленные для Кольской АЭС, загружены ПН и КЭ.

Разработка установки для извлечения ВАО из боксов хранилищ ТРО Кольской АЭС

Установка для извлечения ВАО из хранилищ ТРО Кольской АЭС предназначена для освобождения боксов (ячеек) хранения от находящихся в них твёрдых радиоактивных отходов, часть которых относится к высокоактивным, с обеспечением радиационной защиты обслуживающего персонала. ВАО, извлекаемые из ячеек с помощью установки, должны размещаться в оборотных контейнерах или в

освободившихся ячейках хранения ВАО. Те РАО, которые относятся к средне- и низкоактивным, должны размещаться в специальных контейнерах, применяемых на АЭС.

Установка содержит следующие основные элементы:

- узел позиционирования рабочего органа механизма выгрузки ВАО над боксами (ячейками) хранения с автономной системой видеонаблюдения за содержимым ячейки;
- дистанционно-управляемый механизм (манипулятор) для выгрузки ВАО из боксов (ячеек) хранения с набором оконечных захватов для извлечения отходов различной конфигурации и весогабаритных показателей;
- узел детектирования (измерения мощности дозы) извлекаемых ВАО для их предварительной сортировки;
- узел дистанционной фрагментации ВАО, извлекаемых из боксов (ячеек) под габарит оборотных контейнеров и контейнеров для хранения и транспортировки. Средства (инструменты), применяемые в данном устройстве, должны позволять производить фрагментацию длиномерных РАО любого типа (стальные стержни толщиной до 50 мм, проволока, ткань и т.д.);
- узел зачистки боксов (ячеек) хранения от малоразмерных отходов, шлама, просыпей с автономной системой газоочистки, предотвращающей попадание мелкодисперсных ТРО за пределы ячейки хранения ВАО;
- защищенный модуль дистанционного управления установкой извлечения ВАО;
- оборотные контейнеры для временного размещения ВАО и получаемых в процессе предварительной сортировки САО и НАО.

Разработанное и разрабатываемое оборудование для Кольской АЭС может быть применено на других АЭС, оснащённых реакторами ВВЭР-440.

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., СПб ГПУ

Параллельно с совершенствованием конструкции МБК и созданием технологии подготовки ОЯТ к сухому контейнерному хранению происходит создание расчетных методов, позволяющих проводить обоснование технологических режимов и выбирать оптимальные параметры этих режимов.

В настоящее время в ОАО «Концерн Росэнергоатом» проводится большая работа по инвентаризации и оценке методик и программных кодов, предназначенных для расчета температурного состояния ОТВС на всех этапах их местонахождения, начиная от бассейна выдержки и до размещения в сухих контейнерах или 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 термостатирование контейнера, его загрузку, подготовку к осушению, вакуумное осушение, переход к длительному хранению, период длительного хранения (несколько десятков лет).

Исходными данными для моделирования процессов тепломассообмена 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;
- начальные температуры топлива, конструктивных 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;
- условия откачки парогазовой смеси из внутреннего объема контейнера;
- условия окружающей среды при длительном хранении контейнеров с ОЯТ на площадке АЭС.

В работе выполнен расчет количества остаточной влаги в контейнере после его загрузки. По консервативно (завышенной) оценке при загрузке ПТ в одну ампулу будет попадать 51г воды (вместо 250г по регламенту). Более того, при наличии динамических нагрузок, возникающих при транспортно-технологических операциях с ОТВС, происходит уменьшение количества остаточной воды еще примерно в два раза. Данное обстоятельство позволяет уменьшить в несколько раз оцениваемое время осушки.

В работе приведены результаты расчетов для параметров парогазовой среды (температуры, давления, концентрации пара), количества и температуры воды на дне контейнера и ампулах, температуры топлива, ампул, корпуса контейнера и чехла МБК.

Результаты расчетов адаптированы к пакетам графической обработки Grapher и Tecplot.

Анализ применения контейнеров для пристанционного хранения ОТВС

Гордиенко А.И., Поболь И.Л., Физико-технический институт НАН Беларуси

В настоящее время все острее становится проблема обращения с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ)/ Страна, получающая преимущества от использования ядерных технологий, должна нести полную ответственность и бремя по завершению ядерного топливного цикла. Существующие технологии обеспечивают только два способа обращение с ОЯТ: хранение и (или) захоронение и переработка (ре-генерация).

В Беларуси планируется строительство АЭС с ВВЭР. Проектными решениями таких АЭС ранее предусматривался вывоз отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) в транспортных контейнерах после 3-5 лет охлаждения в бассейнах выдержки. Однако высокая стоимость услуг по хранению (по зарубежным данным до 1000 долл. США за 1 кг) заставила ряд государств отказаться от транспортировки и начать реализацию планов долгосрочного хранения ОЯТ с использованием промежуточных хранилищ мокрого или сухого типа, расположенных вне энергоблоков АЭС. При этом предпочтительно хранение на АЭС ввиду минимизации транспортировок.

В бассейнах выдержки ВВЭР отработавшие тепловыделяющие сборки (ОТВС) хранятся на стеллажах. На некоторых АЭС с ВВЭР (Jaslovské Bohunice, Словакия и др.) для мокрого хранения с длительностью до 50 лет используются контейнеры с уплотненным шагом расположения ОТВС в чехлах в виде шестигранных труб из стали АТАВОР WS 1.4306 ВОР – 01, содержащей 1,5 % бора. При изготовлении труб применяют технологии лазерной или электронно-лучевой сварки (ЭЛС).

В процессе мокрого хранения энерговыделение от ОТВС снижается, что позволяет переводить их в сухое хранилище с охлаждением воздухом. Сухое контейнерное хранения применяется в США, Канаде, Германии, Швейцарии, Великобритании, Литве, Украине. По лицензии фирмы *Gesellschaft für Nuklear-Service mbH* контейнеры для сухого хранения производит компания *Skoda JS*. Контейнеры ВКХ-1000 созданы фирмой *Duke Engineering & Services Inc*. В ГИ «ВНИПИЭТ» разработаны проекты сухих хранилищ ОЯТ в контейнерах, в том числе для РБМК 1000 и ВВЭР 1000 на ФГУП «ГХК». Разрабатываются двух-целевые контейнеры для ОЯТ.

На Запорожской АЭС для длительного сухого хранения ОТВС используют контейнеры ВКХ. Сборки помещают в блок шестигранных труб, образующий цилиндрическую многоместную герметичную

корзину. Корзина является защитным барьером, а также радиатором, отводящим избыточное тепло ОТВС в объем вентилируемого бетонного защитного контейнера, который устанавливается на специальной площадке хранения. Стоимость одного контейнера ВКХ составляет порядка 300 тысяч долларов при изготовлении украинскими предприятиями и около 1 миллиона долларов при изготовлении иностранными производителями.

Имеющийся опыт подчеркивает необходимость выполнения НИОКР по разработке конструкции контейнеров для хранения ОТВС и разработке технологии их изготовления. Предлагается включить в техническое задание по разработке проекта Белорусской АЭС с ВВЭР использование контейнеров для мокрого или сухого хранения ОТВС с шестигранными трубами, изготавливаемыми с помощью ЭЛС. В мировой практике ЭЛС является основным методом получения высоконадежных неразъемных соединений, в т.ч. для изготовления деталей и узлов АЭС. Для снижения расходов часть работ, включая ЭЛС, предполагается выполнять на предприятиях Беларуси.

Разработка базы данных по выводу из эксплуатации 1-й очереди БАЭС на основе современных информационных технологий

Семенухин В.И., Роменков А.А., Ярмоленко О.А., ОАО «НИКИЭТ»

Необходимость разработки информационной системы по выводу из эксплуатации (ИСВЭ) обозначена в нормативном документе НП-012-99 «Правила обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации блока атомной станции»? поэтому для 1-й очереди БАЭС с 2003 по 2008 год была разработана ИСВЭ 1-й очереди БАЭС.

Наряду с традиционными требованиями технического задания по хранению информации, выдвигалось специальное требование по компьютерному 3D моделированию демонтажа и расширенным возможностям визуального поиска. Это требование обусловило выбор программного обеспечения (ПО) для разработки оболочки ИСВЭ. Такое ПО должно не только работать с 3D моделями, иметь расширенные возможности по моделированию демонтажа, поиску и визуализации объектов предметной области, но и качественно реализовывать эти возможности в низкоскоростных компьютерных сетях для территориально удаленных пользователей. С учетом этих требований и накопленного опыта НИКИЭТ в автоматизированном 3D проектировании с использованием ProEngineer (PTC), в качестве ПО для разработки 3D оболочки БДВЭ 1-й очереди БАЭС, был выбран комплекс Windchill (PTC).

Основной особенностью, отличающей разработанную систему от других, является наличие **3D модели** предметной области. Именно 3D модель формирует структуру изделия и является центром сосредоточения технической информации об изделии, которая присоединяется к 3D модели при помощи ссылок. Предметная область, описываемая в ИСВЭ, состоит из следующих объектов:

- здания, сооружения, оборудование и инженерные коммуникации;
- РАО и ОЯТ;
- Организации и персонал.

С точки зрения технической реализации информационная система по выводу из эксплуатации — web сервер со специализированным программным обеспечением, который функционирует в компьютерной сети кризисного центра концерна «Росэнергоатом». Программное обеспечение позволяет работать с информацией территориально удаленным пользователям в соответствии с их правами доступа. Пользователями ИСВЭ являются РЭА, БАЭС, НИКИЭТ, ВНИИАЭС.

ИСВЭ позволяет повысить качество работ при ВЭ за счет федерализации, систематизации и актуализации данных, увеличения номенклатуры данных для планирования работ по ВЭ, улучшения качества оценки радиационной обстановки и мест расположения РАО, позволяет повысить производительность работ при ВЭ за счет организации совместной работы пользователей в режиме on-line, ускоренного доступа к необходимой актуализированной информации, автоматизированной подготовки различных документов.

Использованные в разработки методы являются универсальными т.е. применимыми для разработки баз данных не только любых блоков АС, но и промышленных объектов других отраслей.

Комплекс переработки жидких радиоактивных отходов (КП ЖРО) Кольской АЭС. Основные итоги эксплуатации

Стахов М.Р., Кольская АЭС

Одна из актуальных задач, к решению которой на Кольской АЭС приступили в 90-е годы прошлого века, — сокращение и кондиционирование значительного количества накопившихся жидких радиоактивных отходов (ЖРО). На станции провели предварительные проектно-изыскательские и научно-исследовательские работы, выполнили большой объем опытно-промышленных исследований. Был разработан проект модернизации системы обращения с ЖРО (создание комплекса по переработки ЖРО).

В июле 2006 года на КАЭС ввели в эксплуатацию пусковой комплекс КП ЖРО. Было реализовано первое направление переработки жидких радиоактивных отходов - декантата и растворов кристаллических отложений. Суть данного направления переработки заключается в следующем. ЖРО извлекаются из емкостей хранения, затем окисляются с помощью озона, проходят очистку от радионуклидов, а полученный в результате этого процесса раствор посредством упаривания преобразовывается в нерадиоактивный плав. Благодаря применению новейших технологий, содержащиеся в отходах радионуклиды цезия (95 % от общей активности) концентрируются в минимальном объеме в специальном фильтре-контейнере, что обеспечивает их безопасное хранение в течение 300–500 лет. Уникальная технология ионоселективной сорбции, используемая на КАЭС, позволяет сократить количество подлежащих захоронению радиоактивных отходов.

Вторым направлением переработки ЖРО является процесс цементирования шламов и отработанных смол. При смешивании жидких радиоактивных отходов со смесью цемента и специальных добавок получается цементный компаунд, который расфасовывается в невозвратно-защитные контейнеры (НЗК).

Данное направление переработки было реализовано в 2009 году.

Радиоактивные отходы после переработки размещаются в здании КП ЖРО (фильтры-контейнеры) и в специальном хранилище – хранилище отвержденных радиоактивных отходов (ХОРО), предназначенном для хранения НЗК.

Таким образом, на сегодняшний день на Кольской АЭС реализована комплексная технология переработки всех видов ЖРО.

Основные итоги эксплуатации

На 04.04.10 г.:

- переработано кубового остатка:
 - ✧ декантата из ЕКО – 370 м³;
 - ✧ кристаллических отложений из ЕКО – 160 м³ (3000 м³ растворов кристаллических отложений)
- получено нерадиоактивного отвержденного солевого продукта (удельная активность радионуклидов в нем не превышает соответствующих значений минимально значимой удельной активности, приведенной в приложении П-4 НРБ-99) – 500 000 кг (260 м³);
- образовалось отработанных 40 фильтров-контейнеров – 28 м³ (4,8 м³ – отработанного сорбента)
- образовалось шлама – 20 м³;
- достигнута степень очистки по Со-60 – 10³;
- достигнута степень очистки по Cs-134,137 – 10⁶;

- значения удельной активности радионуклидов в очищенном растворе после установки А-5 ниже 10 уровней вмешательства (УВ), приведенных в приложении П-2 НРБ-99 $Cs-134 < 73 \text{ Бк/л}$, $Cs-137 < 110 \text{ Бк/л}$, $Co-60 < 400 \text{ Бк/л}$
- достигнуто проектное соледержание конечного - отвержденного продукта – $1800\text{--}2000 \text{ г/дм}^3$.

Опыт внедрения проектов НИКИЭТ по подготовке к ВЗ остановленных блоков БАЭС

*Роменков А.А., Ярмоленко О.А., Николотов А.М., Ермошин Ф.Е.,
ОАО «НИКИЭТ»*

В докладе обсуждаются вопросы внедрения (разработки и реализации) проектов, выполненных ОАО «НИКИЭТ» в рамках работ по выводу из эксплуатации остановленных блоков 1-й очереди Белоярской АЭС: проектов герметизации реакторных пространств блоков №1 и №2 БАЭС, системы контроля реакторных пространств остановленных блоков с графитовыми кладками с просыпями ОЯТ на стадии их временного хранения в локализованном состоянии, измерительного радиационного комплекса для контроля наличия топлива на дне бассейна выдержки и контроля распределения топлива по высоте кассет перед их извлечением из бассейна выдержки (для принятия решения о необходимости использования защитного перегрузочного устройства при последующем перемещении кассет) и др.

Настоящий доклад подготовлен на основе статей по проектам герметизации и системе контроля, опубликованных в сборнике докладов VII-й международной конференции «Безопасность ядерных технологий. Обращение с радиоактивными отходами» (27 сентября – 1 октября 2004г. Доклады – Про Атом. СПб. 2004 – с. 219-222, с. 388-393), а также статей по всем вышеупомянутым системам, опубликованных в Годовых отчетах ОАО «НИКИЭТ» за 2005-2009 гг.

Контроль состояния отработавшего ядерного топлива после эксплуатации в реакторе с помощью комплекса контроля ОТВС

Черемискин И.В., Ленинградская АЭС

В процессе эксплуатации АЭС с реакторами РБМК возникает ряд случаев, требующих визуального контроля отработавшего ядерного топлива.

Осмотр ОТВС на Ленинградской АЭС может проводиться в при-реакторных БВК и защитных камерах.

Осмотр ОТВС в приреакторных БВК проводится с целью:

- визуального контроля состояния ОТВС перед повторным использованием;
- контроля состояния ОТВС, имевших отклонения от нормальной эксплуатации в реакторе или при перегрузках (стуки в ТК, снижение расхода в ТК, утыкания при загрузке, повышенные усилия при выгрузке и т.п.), выяснение причин отклонений;
- контроля за состоянием ТВС из опытно-промышленных партий в ходе эксплуатации;
- проведения первичных послереакторных исследований ОТВС, выгруженных на хранение.

На Ленинградской АЭС для этих целей используется комплекс контроля ОТВС производства ЗАО «Диаконт». Комплекс контроля ОТВС предназначен для выполнения перемещения каретки с телевизионной камерой из состава системы телевизионной специальной СТС-102, с целью обеспечения визуального контроля состояния конструктивных элементов ОТВС.

Комплекс контроля ОТВС устанавливается на щелевых закладных приреакторных бассейнов выдержки кассет. Напротив размещают ОТВС, назначенную к осмотру. Входящие в состав штанга, привод, каретка, размещены на основании комплекса. Штанга крепится в основании комплекса контроля и состоит из нескольких секций соединенных между собой. По штанге перемещается каретка, на которой крепится телевизионная камера. Вертикальное перемещение каретки осуществляется путем смотки/размотки грузонесущего кабеля камерного за счет работы привода.

Управление комплексом контроля осуществляется при помощи пульта управления или выносного пульта управления. На пульте управления размещаются органы управления комплексом. Информация о координате положения камеры выводится на цифровой индикатор.

Блок управления телевизионной системой позволяет наводить телекамеру на ОТВС. К блоку управления подключается ноутбук с установленной программой вывода изображения и его записи. При необходимости органы управления телевизионной системой позволяют увеличить и детально осмотреть интересующие участки ОТВС.

Использование комплекса контроля ОТВС позволяет более безопасно и качественно выполнять работы и уменьшить дозовую нагрузку на персонал.

Разработка технологии и оборудования для очистки жидких радиоактивных отходов на установках ультрафильтрации

Адамович Д.В., Арустамов А.Э., ГУП МосНПО «Радон»

При эксплуатации предприятий ядерного топливного цикла и ядерных энергетических установок образуется большое количество жидких радиоактивных отходов (ЖРО) низкого и среднего уровня активности, переработка которых, является неотъемлемой частью обращения с радиоактивными материалами. Ранее для очистки ЖРО от радионуклидов применяли, как правило, сорбционные методы с использованием, как органических ионообменных смол, так и неорганических сорбентов различных типов. Использование мембранных технологий, в частности ультрафильтрации (УФ), для очистки ЖРО более перспективно в связи с их высокой селективностью, производительностью, химической и радиационной стойкостью и надежностью работы.

В основе работы УФ установки лежит принцип фильтрации раствора, содержащего механические взвеси и коллоидные частицы, через проницаемую мембрану.

Известны работы по удалению нерастворимых форм радионуклидов методом УФ с применением полимерных и металлокерамических мембран. Однако применение полимерных мембран затруднительно в связи недостаточной химической и механической стойкостью при проведении работ по дезактивации оборудования. Металлокерамические фильтрующие элементы показали недостаточную надежность при работе установок из-за наличия сварных или клееных соединений. В разработанной нами технологии УФ используются наноструктурируемые керамические цилиндрические УФ мембраны нового поколения с размером пор 20-200нм. Данные мембраны имеют высокую механическую, химическую, термическую стойкость. Очищенный раствор (пермеат) отводится, а полученный концентрат — взвесь осадков направляют на иммобилизацию. В очищенном растворе концентрация нерастворимых форм радионуклидов снижается на 3-5 порядков, степень концентрирования отходов составляет не менее 100. В докладе приведены результаты разработки технологии и УФ установок от лабораторных образцов до промышленных изделий.

Разработанная технология и производимое УФ оборудование нового типа позволяют проводить очистку широкого спектра ЖРО как в комплексных схемах установок, так, в ряде случаев, с использованием только УФ установок.

Результаты внедрения созданной УФ технологии очистки ЖРО:

В 2008-09 гг. при проведении реконструкции узла микрофильтрации комплекса по переработке ЖРО на Кольской АЭС. Были подобраны

и установлены УФ элементы собственной оригинальной конструкции для замены отработанных фильтрующих элементов. В 2008г. проведение успешные испытаний УФ установки (производительностью 0.1 м³/ч) в схеме опытного стенда утилизации жидких САО цеха 1 завода 20 ФГУП ПО «Маяк».

В 2009-10гг. закончены ресурсные испытания опытно-промышленной УФ установки (производительностью 3 м³/ч) на ЖРО завода 20 ФГУП ПО «Маяк».

В 2008г. технология очистки альфа-содержащих ЖРО с использованием ультрафильтрационных керамических мембран заложена в проект объекта «Сооружение установки очистки вод спецканализации и вод, содержащих САО химико-металлургического производства ФГУП ПО «Маяк» (производительностью 20 м³/ч).

С 2008 г. УФ блок (производительностью 0.5 м³/ч) работает в составе установки очистки ЖРО в Государственном Российском центре атомного судостроения на ОАО «ЦС «Звездочка» г.Северодвинск. С 2009 г. УФ блок (производительностью 0.5 м³/ч) эксплуатируется в составе мобильной установки «ЭКО» на ГУП МосНПО «Радон».

В 2010 УФ установка заложена в проект СВО комплекса оборудования безопасной разделки Белоярской АЭС. В 2010г. изготовлены три промышленных УФ установки (каждая производительностью 10 м³/ч) для ФГУП ПО «Маяк». В 2010 г. начато изготовление опытного образца УФ установки (производительностью 0.1 м³/ч) для извлечения урана из аммиачных маточников в технологическом процессе очистки урана ФГУП ПО «Маяк».

Концепция применения технологии ОРС для утилизации облученного реакторного графита выводимых из эксплуатации ядерных и радиационно-опасных объектов

Роменков А.А., Туктаров М.А., ОАО «НИКИЭТ»;

Апаркин Ф.М., Горелов К.А., ОАО «Концерн Росэнергоатом»;

Карлина О.К., Павлова Г.Ю., ГУП МосНПО РАДОН

С момента начала использования атомной энергии на территории бывшего СССР было построено 13 промышленных уран-графитовых реакторов (ПУГР), двенадцать из которых остановлены; реактор АМ Первой в Мире АЭС, реакторы АМБ-100 и АМБ-200 Белоярской АЭС, которые также остановлены; истекает срок эксплуатации блоков ЭГП Билибинской АЭС. К 2030-2035 году будут остановлены все РБМК.

Вывод из эксплуатации уран-графитовых реакторов (УГР) значительно осложнен проблемой утилизации накопленного облученного реакторного графита. В мире уже накоплено около 250 000 тонн, в

России при окончательной остановке АЭС с РБМК масса отработавшего реакторного графита составит около 50 тыс. тонн.

Кроме того, эксплуатация части уран-графитовых реакторов первого поколения энергетического и промышленного назначения сопровождалась инцидентами, связанными с нарушениями герметичности тепловыделяющих элементов и сборок и сопровождавшимися просыпями или проливами облученного ядерного топлива в графитовые кладки реакторов. Например, на 1-й очереди Белоярской АЭС подобные инциденты носили массовый характер.

Просыпи ОЯТ, загрязняющие графитовую кладку, являются высокоактивными отходами, содержащими ядерные материалы (ВАО ЯМ). В соответствии с современными нормами и правилами атомной энергетики эти отходы должны быть иммобилизованы, т.е. переведены в устойчивую физико-химическую форму, пригодную для последующего длительного хранения и захоронения в приповерхностных могильниках или в глубоких геологических формациях.

Длительное хранение и захоронение отходов подобного рода в могильниках в некондиционированной форме из-за больших объемов связано с существенными экономическими затратами, в том числе из-за более высоких требований по хранению и захоронению ВАО с ядерными материалами. Зачастую прямое включение отходов в матрицы (без концентрирования радионуклидов) и последующее захоронение конечного продукта — очень дорогостоящее решение в связи с тем, что отношение объема просыпей ОЯТ к объему графита невелико — $10^{-3} \dots 10^{-4}$.

За период с 2005 по 2009 год по заказу ОАО «Концерн Росэнергоатом» ОАО «НИКИЭТ» выполнил комплекс НИОКР по технологии удаления просыпей ОЯТ из аварийного графита с использованием метода окисления в расплавах солей (ОРС). Разработана, изготовлена и испытана на базе ГУП МосНПО РАДОН опытно-промышленная установка ОРС, в том числе на образцах облученных втулок графита Первой в Море АЭС.

Данный доклад посвящен представлению результатов обоснований, разработок и исследований технологии ОРС и последующим направлениям ее внедрения в атомной отрасли.

Комплекс по обращению с длинномерными металлическими ТРО 1-й очереди Белоярской АЭС

*Роменков А.А., Ярмоленко О.А., Туктаров М.А., Уфаев Н.Н.,
ОАО «НИКИЭТ»*

Энергоблоки № 1 и № 2 с уран-графитовыми реакторами АМБ-100 и АМБ-200 первой очереди Белоярской АЭС были пущены в

1964 и 1967 годах, а остановлены, соответственно, в 1981 и 1989 годах. В настоящее время энергоблоки АМБ находятся на этапе «Временной выдержки и подготовки блоков к выводу из эксплуатации» с осуществлением временного хранения под наблюдением загерметизированных реакторных пространств.

Выгруженное из реакторов АМБ отработавшее ядерное топливо (ОЯТ) было частично вывезено в ПО «Маяк», а часть находится на временном хранении в бассейнах выдержки БВ-1, БВ-2. В настоящее время ведутся работы по обращению с ОЯТ с целью обеспечения его вывоза. При проведении работ по вывозу ОЯТ потребуются использование технологических шахт (ТШ) — специальных колодцев диаметром 800 мм и высотой до 20 м, расположенных в центральных залах блоков. В настоящее время они заполнены длинномерными радиоактивными изделиями. Помимо ТШ длинномерные изделия находятся в части чехловых труб кассет, предназначенных для ОЯТ, а также в пеналах $\varnothing$ 73, 133, 170, 195, 325 мм, расположенных в бассейнах выдержки (БВ) вместе с кассетами для ОЯТ.

По заказу ОАО «Концерн Росэнергоатом» ОАО «НИКИЭТ» ведет разработку комплекса по обращению с длинномерными твердыми радиоактивными отходами (ТРО) 1-й очереди Белоярской АЭС. Комплекс включает оборудование для проведения технологических операций с ТРО на всех стадиях обращения: извлечение из мест непроектного хранения (ТШ, БВ, кассеты), радиационные измерения ТРО, дезактивация и фрагментация ТРО, омоноличивание и сорбционная очистка образующихся жидких РАО (ЖРО), контейнирование ТРО в невовратно-защитных контейнерах (НЗК), паспортизация и транспортировка НЗК в хранилище сухих отходов

В докладе изложена постановка проблемы ТРО на БАЭС, основные принципиальные решения по комплексу обращения с ТРО, используемое оборудование и технологии. Создаваемый комплекс технических средств, систем и оборудования для обращения с ТРО направлен на выполнение работ с обеспечением, в первую очередь, радиационной безопасности при обращении с ТРО, потенциально содержащих ЯМ.

Проблема обращения с ТРО, удаляемых из мест непроектного хранения, осложнена отсутствием достоверной информации о номенклатуре и активности ТРО и сжатыми сроками выполнения проектных работ. В том числе, существенным вопросом при обращении с ТРО является знание соотношения поверхностной и наведенной активности ТРО, что может определять стратегию обращения с извлекаемыми ТРО. Например, преобладание поверхностной активности РАО в принципе может позволить провести дезактивацию ТРО и, потенци-

ально, понизить категорию РАО. В связи с этим в составе комплекса предусматриваются решения, позволяющие в зависимости от характеристики ТРО (наличия ЯМ, удельной активности ТРО, характера поверхностного или объемного загрязнения изделий) максимально гибко менять решения по конкретным технологическим операциям.

Результаты полезного использования накопленных гетерогенных жидких радиоактивных отходов

Черемискин В.И., Шмаков Л.В., Тишков В.М., Черников А.В., Черемискин С.В., Ленинградская АЭС

В связи с экологическими требованиями стоимость и сложность иммобилизации радиоактивных отходов в настоящее время существенно возросла. Поэтому экономически целесообразно снижать объёмы образующихся радиоактивных отходов. Однако минимизация отходов, особенно жидких радиоактивных отходов, на стадиях их образования имеет свой предел, обусловленный необходимыми технологическими операциями для поддержания водно-химического режима, проведения дезактивационных работ и др. Практический интерес представляет изыскание внутренних резервов и нестандартных способов для снижения объёма радиоактивных отходов на стадиях их переработки и кондиционирования.

На Ленинградской АЭС с 2001 года проводится работа по полезному использованию свойств накопленных ЖРО гетерогенного состава для вывода и фиксирования солей и радионуклидов из ЖРО гомогенного состава. Для этого в ёмкости хранения отработавших ионообменных смол и фильтр перлита периодически порциями подают горячий кубовый остаток выпарных установок переработки трапных вод с солесодержанием 150–250 г/дм³. Выдерживают несколько суток и удаляют декантат с солесодержанием 1–10 г/дм³, который далее в общем потоке направляют на выпаривание совместно с трапными водами. Объём декантата равен объёму поданного в ёмкости кубового остатка. Разница в солесодержании кубового остатка и декантата показывает количество солей, зафиксированных в емкостях с накопленными отработавшими фильтроматериалами.

За 9 лет использования разработанной технологии в объёме накопленных гетерогенных ЖРО в сумме зафиксировано 1263,4 тонны солей, а среднегодовая масса поглощенных солей составила 140,4 т/год. Это соответствует среднегодовому снижению объёма получаемого КО с солесодержанием 350 г/дм³ в период 2001–2009 г.г. ~ на 400 м³/год, что составляет 27% от среднегодового количества КО, получаемого в период 1984–2000 г.г.

В результате реализованного процесса выведения солей в объём гетерогенных ЖРО достигнуто снижение образования битумного компаунда (БК) на 2788,9 м³, что соответствует времени работы комплекса переработки ЖРО в течение 2,4 года.

За период 2001-2009 г.г. снижено образование кубового остатка с солесодержанием 350 г/дм³ на величину 3610 м³ и, направляемого на хранение КО, доупариваемого до солесодержания 550 г/дм³, на величину 2702 м³. Это снизило потребность в эквивалентном объёме емкостей хранения кубового остатка.

Экономический эффект за 2009 год составил 41,3 млн. руб./год.

Определение реального объема заполнения емкостей хранения ЖРО гетерогенного состава на Ленинградской АЭС

Шмаков Л.В., Черемискин В.И., Тишков В.М., Черников А.В., Черемискин С.В., Ленинградская АЭС

На Ленинградской АЭС гетерогенные жидкие радиоактивные отходы (ЖРО) содержатся в ёмкостях временного хранения А-01/1,2 диаметром 10 м и рабочим объемом по 500 м³ и А-02/2,4 диаметром 25 м и рабочим объемом по 3200 м³. Основные составляющие гетерогенных ЖРО — совместно хранящиеся отработавшие фильтроматериалы спецводоочисток станции: ионообменные смолы и фильтроперлит. В ёмкости пульпы поступают с транспортной водой в соотношении 1 : 10. После отстаивания в течение 8÷10 часов вода декантируется и направляется на переработку совместно с трапными водами. Подача отходов производится по трубе, заведенной через проходку в стенке емкости, декантация — по гибкому шлангу, заведенному через соседнюю проходку. Объем накопленных отходов определяется по уровню декантации. Приём отходов ёмкости А-01/1,2, в связи с их заполнением, прекращен, а заполнение емкостей А-02/2,4 считается 98%.

В 2010 году проведено исследование реального объема заполнения емкостей хранения ЖРО гетерогенного состава. Исследование проводилось ультразвуковым методом при помощи эхолота и визуально через отверстия в перекрытиях емкостей сооруженные для монтажа системы извлечения гетерогенных ЖРО и подачи их на установку цементированья.

Исследования показали, что уровень отходов в емкостях А-01/1,2 достаточно равномерный, а в емкостях большого объема А-02/2,4 уровень пульпы уменьшается при удалении от места подачи в ёмкость.

В результате работы определены профили расположения уровня гетерогенных ЖРО в емкостях хранения А-02/2,4. Расчетным путем

проведена оценка реального свободного объема в емкостях хранения. Расчет свободного объема производили по формуле:

$$V = 3200 - \iint_G f(x, y) dx dy = 3200 - \iint_G \left(-\frac{(x-x_{ц})^2 + y^2}{a^2} + H \right) dx dy;$$

где: $f(x, y)$ – функция, определяющая поверхность фильтроматериалов в емкостях хранения, подобранная параболоидом вращения вокруг вертикальной оси с вершиной в точке подачи пульпы;

H – высота уровня пульпы в точке ее подачи;

$x_{ц}$ – расстояние от центра ёмкости до точки подачи;

a^2 – коэффициент из уравнения параболоида, определяемый профилем пульпы.

После перехода к повторному интегралу в полярных координатах и интегрирования получили формулу свободного объема в общем вид

$$V_e = 3200 - \left(\pi R^2 H - \frac{\pi R^2 x_{ц}^2}{a^2} - \frac{\pi R^4}{2a^2} \right),$$

где: R – радиус ёмкости;

В результате реальный расчетный свободный объем с учетом неравномерности распределения уровня отходов в ёмкости А-02/2 составил 751 м³, в ёмкости А-02/4 – 692 м³. Суммарный свободный объем хранилища гетерогенных ЖРО составил 1443 м³.

Радиационная безопасность, экология АЭС, противоаварийная готовность

Обеспечение радиационной безопасности на АЭС.

Состояние и перспективы

*Безруков Б.А., Беликов А.Д., Долженков И.В., Хлебцевич В.Е.,
ОАО «Концерн Росэнергоатом»*

В соответствии с «Основными правилами обеспечения эксплуатации атомных станций» показателями, характеризующими состояние радиационной безопасности АЭС, являются: количество нарушений в работе АЭС с радиационными последствиями:

- уровень облучаемости персонала АЭС и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги АЭС;
- активность газоаэрозольных выбросов и жидких сбросов.

В 2009 г., также как и в предыдущие годы, на атомных станциях не было инцидентов, сопровождавшихся радиационными последствиями подпадающими под действие НП-004-08 «Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций».

Благодаря работе эксплуатирующей организации и АЭС по разработке и реализации комплекса организационных и технических мероприятий коллективные дозы персонала и прикомандированных лиц в течение последнего десятилетия уменьшились более чем в два раза. На АЭС отсутствуют работники, у которых накопленная индивидуальная доза облучения за период 2005–2009 гг. превышает основной дозовый предел, равный 100 мЗв, а также работники, индивидуальная доза которых превышает основной дозовый предел – 50 мЗв в год.

Активность газоаэрозольных выбросов и жидких сбросов АЭС в 2009 г., также как и в предыдущие годы, находится на уровне значительно ниже установленных санитарными правилами допустимых значений. Радиационный риск воздействия АЭС на население составляет менее 10^{-6} в год и согласно Нормам радиационной безопасности (НРБ-99/2009) является безусловно приемлемым.

Анализ многолетних данных радиационного контроля на атомных станциях и в районах их расположения, отсутствие инцидентов, сопровождавшихся радиационными последствиями, подтверждает факт стабильного и надежного уровня эксплуатации энергоблоков атомных станций, а также эффективность созданных защитных барьеров на пути распространения радиоактивных веществ.

- С учетом достигнутого уровня радиационной безопасности на атомных станциях к основным задачам эксплуатирующей организации

и АЭС на ближайшую перспективу относятся: оптимизация доз облучения персонала и количества облучаемых лиц на АЭС;

- сохранение достигнутого уровня выбросов и сбросов в окружающую среду;
- дальнейшее совершенствование методического и приборного обеспечения радиационного контроля на АЭС.

Решению этих и других задач в области обеспечения радиационной безопасности российских АЭС во многом будет способствовать реализация мероприятий, предусмотренных разработанными и введенными в действие распорядительными документами эксплуатирующей организацией программами и планами работ, в частности:

- Программы оптимизации радиационной защиты персонала на АЭС;
- Программы работ по модернизации систем радиационного контроля АЭС;
- Плана мероприятий по обеспечению радиационной безопасности на атомных станциях в соответствии с НРБ-99/2009 и др.

Методы маршрутной оптимизации радиационно опасных работ

*Ташлыков О.Л., Сесекин А.Н., Щеклеин С.Е., УГТУ-УПИ;
Ченцов А.Г., Институт математики и механики УрО РАН*

Снижения облучаемости персонала можно достичь увеличением расстояния от источника излучения до человека, снижением параметров радиационной обстановки или за счет уменьшения времени пребывания в радиационных полях.

Одним из способов уменьшения времени пребывания в радиационных полях (тренировки по выполнению операций на макетах и компьютерных моделях оборудования в чистой зоне, применение высокопроизводительного оборудования и т.д.), не требующим значительных материальных затрат, является маршрутная оптимизация при выполнении комплекса операций в зоне контролируемого доступа.

В качестве базовой использована одна из наиболее известных задач дискретной оптимизации — задача коммивояжера, сочетающая простоту постановки и трудности вычислительного характера, т.к. имеется $N!$ возможных маршрутов (где N — количество посещаемых объектов), один из которых или несколько дают минимальные издержки (в рассматриваемых задачах — это доза облучения). Задача была адаптирована для определения оптимальной траектории перемещения работника в радиационных полях с целью минимизации «транзитной» дозы облучения.

Путь между объектами в расчетной схеме выражается в виде эффективной дозы облучения, получаемой в процессе движения между обслуживаемыми объектами.

Разработанный алгоритм решения данной задачи может представлять интерес для определения оптимальной траектории перемещения людей в условиях ликвидации последствий аварии на радиационно-загрязненной территории на основании данных радиационной разведки.

Задача оптимизации последовательности демонтажа радиационно-загрязненного оборудования энергоблоков АЭС, выводимых из эксплуатации, с целью минимизации облучения персонала имеет важное социальное значение. 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 объектом; k – коэффициент перехода от радиационного параметра к эффективной дозе; $t_{\alpha(i)}$ – время демонтажа i -го объекта.

Ограничения, связанные с последовательностью демонтажа некоторых объектов, учитываются при решении задачи оптимизации в виде условий предшествования, что требует разработки специального алгоритма.

Алгоритм маршрутной оптимизации реализуется с использованием наиболее эффективных (в вычислительном отношении) методов, основанных на идеях динамического программирования и гарантирует оптимальность, обеспечивает удобство программирования решения, универсальность, т.е. приспособленность для задач различного типа.

Как показывают оценочные расчеты, оптимизация траектории перемещения в радиационных полях позволяет снизить дозы облучения персонала примерно на 20%, последовательности демонтажных операций – на 25...40%.

Модернизация систем радиационного контроля на основе аппаратуры радиационного контроля пятого поколения

Кислов О.В., Никитин П.В., Ртищев Д.Е., ФГУП «ПСЗ», г. Трехгорный

В эксплуатации на различных АЭС на сегодняшний день имеются СРК, изготовленные в 70-х, 80-х, 90-х годах прошлого столетия (УСИ-Т, «Система-8004», АКРБ-01/03/06). Эти СРК не соответствуют требова-

ниям современных НД (СП АС-03, серии РД ЭО, ГОСТ Р 50746-2000 и др.) по диапазонам измерения основных параметров, показателям надежности и помехоустойчивости. В соответствии с приказом от 14.02.2005г. №117 ОАО «Концерн Росэнергоатом» разработана программа модернизации, предусматривающая модернизацию всех действующих СРК на АЭС с выработанным ресурсом. В настоящее время в России и зарубежных странах ведется строительство новых АЭС, требующих надежных и современных СРК.

В рамках выполнения задачи изготовления и поставки СРК пятого поколения на действующие и строящиеся АЭС ФГУП «ПСЗ» с участием ООО НПП «Радико» разработаны новая концепция построения СРК и линейка новой аппаратуры, обеспечивающие выполнение технических требований НД и ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Ключевыми аспектами новой концепции построения СРК являются:

- архитектура СРК, позволяющая дублировать оборудование отдельных точек контроля, линий связи и отдельных подсистем, рассчитанная на работу при проектных и запроектных авариях;
- широкая интеграция в СРК лучших образцов оборудования разных производителей, как отечественных, так и зарубежных;
- использование автоматизированных спектрометрических измерительных каналов в подсистемах сбросов и выбросов АЭС;
- использование минимального количества оборудования в точке контроля с максимальной функциональной нагрузкой этого оборудования за счет широкого применения встроенного программного обеспечения;
- независимость оборудования одной точки контроля от оборудования другой;
- повышенная надежность оборудования;
- соответствие оборудования требованиям современных нормативных документов;
- использование распределенной подсистемы верхнего уровня;
- обеспечение выполнения работ с оборудованием на всех этапах жизненного цикла изделий.

Подсистема верхнего уровня представляет собой набор связанных между собой программно-технических средств, выполняющих функции интеграции и анализа информации, поступающей от оборудования нижнего уровня, ее визуального представления, архивирования и удаленного управления работой СРК. Базовый набор включает в себя АРМ, выполненные на базе одно- и двухмониторных пультов, шлюзов и серверов, функционирующем 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 его к различным структурам СРК на АЭС и задачам эксплуатирующих СРК служб.

В настоящее время на 3 блоке Белоярской и 3 блоке Курской АЭС ФГУП «ПСЗ» проводит модернизацию с заменой оборудования СРК на оборудование 5 поколения.

ФГУП «ПСЗ» проводит весь комплекс работ по разработке, испытаниям, изготовлению, вводу оборудования в эксплуатацию, авторскому надзору и сопровождению при эксплуатации СРК.

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. Система RECASS NT постоянно использовалась как при проведении противоаварийных учений, так и для анализа реальных выбросов. Основной отличительной чертой системы является наличие постоянно обновляемого банка текущих и прогностических 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. Расширился круг задач системы. Был подготовлен гидрологический модуль системы для оценки загрязнения поверхностных вод. 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.

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.

Помимо ФИАЦ Росгидромета (НПО «Тайфун») система RECASS NT установлена в кризисных центрах Госкорпорации «Росатом» и ОАО «Концерн Энергоатом», на всех атомных станциях РФ, на предприятиях по хранению и уничтожению химического оружия, в Центре радиационного контроля и мониторинга республики Беларусь.

Анализ современных тенденций развития на международном уровне аварийных систем поддержки принятия решений и отечественных потребностей позволяет сформулировать следующие предложения по развитию в ФИАЦ Росгидромета системы RECASS NT:

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 реализацию 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.

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 продуктов за пределы санитарно-защитной зоны атомной станции 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. Такие крупные аварии на АЭС, как авария на ТМ1 (1979) и на ЧАЭС (1986) внесли кардинальные изменения в организацию аварийного реагирования в целом,

в том числе в организацию учений и тренировок. Развитие средств связи и передачи информации практически на любое расстояние и в достаточных объемах внесли также существенную корректировку в организацию управления противоаварийными мероприятиями. С начала 90-х годов наметилась тенденция в передаче части функций управления в Кризисный центр и группу ОПАС, которые при поддержке специализированных научно-технических центров должны вырабатывать наиболее эффективные способы ликвидации аварии и минимизации ее последствий. Развитие новых подходов к организации аварийного реагирования структуры продолжалось в течение нескольких лет, теперь появилась возможность анализировать ее достоинства и недостатки.

В ходе проведения анализа современной организации проведения учений и тренировок различных уровней (от объектового до федерального) по проверке готовности систем аварийного реагирования на радиационные инциденты и аварии, условно можно привести следующую классификацию:

- Комплексные противоаварийные учения группы ОПАС с персоналом АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом».
- Учения, проводимые Госкорпорацией «Росатом»;
- Международные учения по отработке взаимодействия в случае крупной ядерной или радиационной аварии.

За последние годы в отрасли проведено около четырех десятков различных учений с участием различных национальных служб.

В учениях, проводимых ОАО «Концерн Росэнергоатом», упор делается на отработку практических навыков оперативного персонала и руководства АЭС по действиям в случае возникновения аварийной ситуации, организацию взаимодействия с АСФ, ЦТП, ОПАС. Такие учения до настоящего времени проводились один раз в год на одной из АЭС страны.

В учениях, проводимых Госкорпорацией «Росатом», отрабатывается взаимодействие между профессиональными и нештатными АСФ, Ситуационно-кризисным центром (СКЦ), ЦТП, органами исполнительной власти и экспертами. Как правило, такие учения привязаны к одному из предприятий ядерного топливного цикла Росатома.

В международных учениях помимо тренировки национальных служб отрабатываются механизмы сотрудничества по оказанию оперативной помощи в случае возникновения радиационно-опасных ситуаций с трансграничными радиологическими последствиями.

Наиболее эффективно на настоящий день идет подготовительная и тренировочная работа в кризисном центре ОАО «Концерн Росэнергоатом» и его ЦТП. Для всех участников системы эта регуляр-

ная деятельность вошла в повседневную практику. В условиях реального функционирования кризисных центров значительно повышается качество профессиональной подготовки личного состава, растет взаимозаменяемость отдельных специалистов и формируются коллективы, способные к оперативной работе в нештатных ситуациях.

Важным моментом является налаживание взаимодействия между кризисными центрами различного профиля и получение доступа к оперативной информации своих партнеров. Так, например, в настоящее время налажен оперативный обмен данными между КЦ ОАО «Концерн Росэнергоатом» и его ЦТП с оперативной передачей энергетических, технологических и радиационных параметров функционирования энергоблоков АЭС. В ходе проведения совместных регулярных тренировок сформирован штат профессиональных экспертов и оперативных дежурных, которые в деталях владеют технологиями по обмену информацией (исходными данными и результатами оценок).

Примеры учений:

1) Комплексные противоаварийные учения на Волгодонской АЭС (2008 год) и Балаковской АЭС (2009 год);

2) Учение с оценкой возможной радиационно-химической обстановки при железнодорожной аварии со спецгрузом (СХК, май 2008 года);

3) Учение на АЭС Фессенхайм, Франция (ноябрь 2008 года).

Краткие 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 Ситуационно-Кризисного центра Росатома, Кризисного центра ОАО «Концерн Энергоатом», ЦТП и предприятий перешло на современные технологии приема, обработки и передачи информации. Фактически создано единое информационное пространство между всеми участниками аварийного реагирования.

3. Разработаны, апробированы, утверждены и введены в практику работы соответствующие регламенты и Положения по организации взаимодействия и обмену информацией. В стадии разработки и модификации находятся положения, регламентирующие порядок взаимодействия отдельных ЦТП между собой

4. Принципиально важно, что профессиональную экспертную поддержку задач защиты населения и окружающей среды осуществляют структуры, не зависящие от эксплуатирующей организации.

5. 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.

6. 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.

Экологические аспекты при эксплуатации АЭС

*Печкуров А.В., Палицкая Т.А., ОАО «Концерн Росэнергоатом»;
Демьяненко М.В., ОАО «ВНИИАЭС»*

Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов являются важнейшими задачами ОАО «Концерн Росэнергоатом» (далее – Концерн). В целях соблюдения требований природоохранного законодательства экологические службы атомных станций осуществляют производственный экологический контроль и оценивают состояние экологической безопасности для выработки своевременных и эффективных решений по минимизации воздействия атомных станций на окружающую среду.

Принципы природоохранной деятельности и обязательства Концерна в области обеспечения экологической безопасности определены Экологической политикой Концерна, которая была актуализирована в 2009 году.

Целью экологической политики Концерна является обеспечение такого уровня безопасности АЭС, при котором воздействие на окружающую среду, персонал и население на ближайшую перспективу и в долгосрочном периоде обеспечивает сохранение природных систем, поддержание их целостности и жизнеобеспечивающих функций.

Для достижения цели и реализации основных принципов Экологической политики Концерн принял на себя обязательство внедрять и поддерживать лучшие методы экологического управления в соответствии с международными стандартами в области экологического менеджмента.

Работы по совершенствованию системы экологического менеджмента (СЭМ) в Концерне были начаты в 2004 году с пилотного проекта на Балаковской АЭС. Реализация этого проекта позволила обеспечить в 2005 г. сертификацию СЭМ Балаковской АЭС на соот-

ветствие требованиям международного стандарта ISO 14001. По результатам выполнения этого пилотного проекта было принято решение о централизованном подходе к сертификации СЭМ концерна и введены в действие программа и график выполнения работ по сертификации СЭМ Концерна (центральный аппарат управления и действующие АЭС). Программа успешно реализуется.

В 2009 году центральный аппарат Концерна, Смоленская и Волгодонская АЭС получили экологические сертификаты соответствия СЭМ требованиям ГОСТ Р ИСО 14001-2007. В процессе сертификации аудиторы отметили, что организация и проведение экологического мониторинга АЭС, реализация программ в рамках экологической политики Концерна, на АЭС ведется на высоком уровне, ее масштаб впечатляет.

В 2010-2011 гг. остальные АЭС, входящие в состав Концерна пройдут сертификационные аудиты. Таким образом, в течение трёхлетнего периода все АЭС должны получить экологические сертификаты.

Предпринимаемые усилия по развитию СЭМ Концерна в условиях интенсификации развития атомной энергетики являются практическим подтверждением приверженности Концерна по безусловному соблюдению требований природоохранного законодательства и обеспечению экологической безопасности АЭС.

Так за последние 7 лет почти в 2 раза сократились объемы выбросов и сбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в окружающую среду, а образование и накопление отходов производства и потребления неуклонно снижается.

Основными направлениями работы по охране окружающей среды на ближайшую перспективу являются: сохранение достигнутого уровня ответственности филиалов концерна по соблюдению установленных нормативов и условий действия разрешительных и лицензионных документов в области охраны окружающей среды; внедрение наилучших существующих технологий очистки производственных выбросов ЗВ в атмосферу, сбросов ЗВ в водные объекты, методов обращения с отходами производства и потребления, ресурсосбережения; оптимизация программ и графиков контроля за поступлением ЗВ в окружающую среду, обеспечение соответствия технической и методической базы экоаналитического контроля за поступлением ЗВ в окружающую среду требованиям международных и национальных стандартов.

Экология и устойчивое развитие региона размещения Нововоронежской АЭС

*Арутюнян Р.В., Большой Л.А., Воробьева Л.М., ИБРАЭ РАН;
Новиков С.М., Шашина Т.М., ГУ НИИ ЭЧ и ГОС им. А.Н. Сысина РАМН;
Чубирко М.И., Пичужкина Н.М., Управление Роспотребнадзора по
Воронежской области*

Позитивные мировые практики обеспечения экологической безопасности показывают, 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 РАН совместно с ГУ НИИ ЭЧ и ГОС им. А.Н. Сысина РАМН и управлением Роспотребнадзора по Воронежской области реализован проект, цель которого - оценка состояния экологической безопасности региона строительства Нововоронежской АЭС-2 с использованием методологии анализа риска и определение экологических ориентиров для разработки стратегии устойчивого развития Воронежской области.

В докладе приводятся результаты исследований в сфере анализа радиационных и химических рисков для здоровья населения Воронежской области.

Прогнозные расчеты годовой эффективной дозы облучения населения г. Нововоронежа в результате совместной работы НВАЭС и НВАЭС-2, выполненные специалистами ИБРАЭ РАН, показали, что полная доза для критической группы «рыбаки» с учетом всех путей облучения не превысит 1 мкЗв/год. Представленное в «Радиационно-гигиеническом паспорте Российской Федерации» за 2007 г. значение дозы облучения от текущей работы НВАЭС, равное 4 мкЗв, свидетельствует о крайне консервативном характере оценок, выполненных территориальным управлением ФМБА России по Воронежской области.

Единственно правильный вывод, который можно сделать на основе и тех, и других расчетных значений, состоит в том, что дозы облучения, связанные с работой АЭС, крайне малы, составляют тысячные доли от доз, получаемых от природных источников и медицинских процедур, и не могут оказывать сколь-нибудь заметного влияния на здоровье населения.

Индивидуальный пожизненный риск смерти от онкологических заболеваний для населения г. Нововоронежа, рассчитанный на основе консервативной оценки годовой дозы облучения за 2007 г., на два порядка величины ниже установленного предела. Популяционный риск, имеющий исключительно гипотетический характер, составляет

0,008 случаев смерти в год (или 8 дополнительных случаев за 1000 лет работы станции).

Анализ химических рисков показал, что население, проживающее в г. Воронеже и районных центрах, находится под воздействием загрязненного атмосферного воздуха, что обуславливает значимый уровень риска развития нарушений здоровья. Для населения г. Воронежа с влиянием неканцерогенных «классических» загрязнителей атмосферного воздуха связано около 14% случаев смерти ежегодно. А присутствие в воздухе химических канцерогенов обуславливает риск смерти от рака, величина которого на три порядка выше радиационных рисков, связанных с текущей работой НВАЭС.

Проведенные исследования показали практическое отсутствие влияния современных ядерных технологий на здоровье населения по сравнению с химическими факторами окружающей среды.

По результатам анализа рисков были определены приоритетные факторы и источники риска, связанного с химическим загрязнением атмосферного воздуха. Предусмотрено использование оценок риска в деятельности регионального управления Роспотребнадзора для управления качеством окружающей среды и здоровья населения.

Полученные результаты целесообразно учитывать при разработке 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 система АСКРО.

Структура обоснования экологической безопасности инвестиционно-строительных проектов АЭС и опыт ее применения

*Чионов В.Г., Стегачев Г.Ф., Носов А.В., Кочерьян В.М.,
Мещеряков Д.С., Пономарев И.М., ОАО «Атомэнергопроект»*

Современные АЭС — это крупные энергетические предприятия, сооружение которых не может обойтись без вмешательства в жизнедеятельность природных объектов. В соответствии с законодательством РФ, для того чтобы спроектировать, разместить, построить и эксплуатировать АЭС необходимо на всех стадиях ее «жизненного» цикла подтверждать экологическую безопасность. Под экологической безопасностью понимается состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного

воздействия АЭС при нормальной эксплуатации и при возникновении аварийных ситуаций.

На всех этапах, от выбора места расположения объекта до его сдачи в эксплуатацию проводится строгая регламентация осуществляемой деятельности. Под экологическим сопровождением инвестиционно-строительных проектов понимается система процедур, направленных на обеспечение экологической безопасности в районе площадки размещения проектируемого объекта.

В течении последних 20 лет Атомэнергопроектом разработаны обоснования экологической безопасности для целого ряда АЭС которые получили положительные заключения экспертиз разного уровня. В результате выполнения этих работ сформировалась идеология обоснования экологической безопасности АЭС, концепция и структура которой рассматривается в настоящем докладе.

Структура разработана в строгом соответствии с действующей нормативно-законодательной базой РФ и состоит из ряда взаимосвязанных смысловых блоков, которые характеризуют объект проектирования с точки зрения воздействия на окружающую среду (ОС), современного и прогнозируемого состояния ОС по радиационному и не радиационным факторам воздействия. Объем экологической информации, включаемый в экологические разделы предпроектной и проектной документации, в соответствии со структурой, оптимизирован для удовлетворения требований государственных экспертиз в соответствии с законодательством РФ.

В качестве примера в докладе рассмотрены результаты обоснования экологической безопасности, полученные на предпроектной стадии обоснования инвестиций Северской, Центральной и Южно-Уральской АЭС. Для формирования разделов «Оценка воздействия на окружающую среду» входящего в материалы обоснования инвестиций в строительство этих АЭС были собраны и обобщены фондовые материалы по экологическому состоянию окружающей среды, а также выполнены экологические исследования районов предполагаемого размещения АЭС. Анализ результатов современного и прогнозируемого состояния ОС районов размещения Центральной, Северской и Южно-Уральской АЭС позволил охарактеризовать эти объекты как экологически безопасные, то есть соответствующие всем требованиям природоохранного и санитарно-гигиенического законодательства. По результатам государственной экологической экспертизы в Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору были получены положительные заключения для Северской и Центральной АЭС.

Спектрометрические приборы и системы для радиационного контроля АЭС

*Казимиров А.С., Казимирова Г.Ф., Мартынюк Л.М., Рыбалкин Л.М.,
Иевлев С.М., Черный Е.В., ООО НПП «АтомКомплексПрибор»,
г. Киев, Украина*

В докладе представлены спектрометрические комплексы и приборы, как результат их разработки и внедрения на базе целостного подхода к радиационному контролю АЭС, основанный на применении спектрометрии ионизирующих излучений. Определение показателей безопасности (целостности защитных барьеров; изотопного состава технологических сред; радионуклидного состава и уровней загрязнения выбросов и сбросов; характеристика радиоактивных отходов; загрязнения объектов внешней среды), определения глубины выгорания ядерного топлива.

Изложены основные характеристики приборов, которые успешно эксплуатируются на АЭС. Для спектрометрии гамма-излучения в контроле безопасности энергоблоков:

«СТПК-01» - спектрометрический комплекс непрерывного контроля активности реперных радионуклидов теплоносителя основного (первого) контура ядерного реактора ВВЭР-1000;

ПТК «Азот-16-ПГ» - программно-технический комплекс (ПТК) определения протечки в парогенераторах по активности ^{16}N в остром паре, используемые для контроля целостности защитных барьеров.

УДЖГ-А06Р - устройство для спектрометрического контроля изотопного состава технологических сред АЭС.

СЕГ-001м «АКП-С»-ТРО - передвижная установка для определения активности радионуклидов в несортированных ТРО в первичной упаковке для характеристики радиоактивных отходов.

«СИЧ-АКП» - серия спектрометров излучения человека, которые применяются как средство индивидуального контроля персонала на АЭС и для целей мониторинга.

СЕГ-001 «АКП-С», СЕБ-01 - спектрометры энергии гамма-, бета-излучения, которые обеспечивают решение всего спектра задач по контролю радионуклидов в объектах окружающей среды, сельскохозяйственной продукции, продуктах питания, строительных материалах, металлоломе и т.д.

Приборы обеспечены необходимым комплектом методик измерений и пробоподготовки для различных систем радиационного контроля и мониторинга объектов ядерной энергетики. Обсуждаются опыт эксплуатации, актуальные направления дальнейшего внедрения спектрометрических методов в радиационном контроле АЭС.

Рассмотрена возможность использования спектрометров для проведения экспресс - контроля (за минуты) на не превышение контрольных уровней (КУ) и допустимых уровней (ДУ) концентрации радионуклидов. Обсуждаются новые перспективные разработки.

Спектрометры одобрены Международным агентством по атомной энергетике и поставляются в страны СНГ и другие государства по проектам технической помощи МАГАТЭ. Предприятие осуществляет пуско-наладочные работы, обучение и научно-методическое сопровождение пользователей своей продукции.

Представлены методология и возможности обучения специалистов для освоения технологии проведения радиационного мониторинга в случаях ядерной или радиологической аварии, а также для оценки последствий техногенных производств. Рассматриваются возможности предприятия в вопросах обучения операторов, работающих с оборудованием, и научно-методического сопровождения, исходя из опыта поставок оборудования, его эксплуатации и ремонта.

Оперативное восстановление характеристик источника выброса активности по данным сети радиационных наблюдений

Камаев Д.А., Лодейкин Ю.А., Федеральный информационно-аналитический центр Росгидромета ГУ «НПО «Тайфун»

Атмосферный перенос и рассеяние являются основными механизмами распространения загрязнений на ранней фазе инцидента, связанного с выбросом радиоактивных веществ в окружающую среду. Принятие решений в аварийных ситуациях опирается на физико-математические методы прогнозирования распространения радиоактивных веществ в ближней и дальней зоне. Важным этапом построения прогноза является оценивание характеристик выброса по замеренным в окружающей среде данным, базирующееся на априорном знании закона распространения загрязнений.

В докладе рассматриваются процедуры оперативной оценки характеристик радиоактивного выброса по данным измерения мощностей дозы, полученным от пунктов контроля Автоматизированной Системы Контроля Радиационной Обстановки (АСКРО). Данные поступающие от пунктов АСКРО представляют собой измерения мощности экспозиционной дозы, получаемые в определенные временные интервалы. Оценка характеристик радиоактивного выброса, а также корректировка направления и скорости ветра, производится на основе сравнения данных измерения мощности дозы и рассчитанных значений мощности дозы от имитационного выброса на основе гауссовой модели.

Эффективность процедуры оценки демонстрируется на основе имитации данных измерения мощности экспозиционной дозы для пунктов АСКРО Курской АЭС.

Процедура оценки реализована в виде программного средства, предназначенного для оперативной оценки величины активности радионуклидов в выбросе и уточнения направления ветра в месте расположения источника по данным измерений мощности экспозиционной дозы в пунктах контроля АСКРО.

Функционирование программного средства осуществляется в несколько этапов:

1. загрузка данных измерений экспозиционной мощности дозы в пунктах АСКРО, прилегающих к источнику;
2. оценка на основе стандартных метеоданных направления ветра, скорости ветра, класса устойчивости;
3. выбор сценария выброса с учетом типа реактора и расчет пространственного распределения радионуклидов на основе гауссовой модели переноса и рассеяния радиоактивной примеси в атмосфере;
4. расчет мощности экспозиционной дозы в воздухе;
5. восстановление параметров источника на основе сравнения измеренных и рассчитанных данных для пунктов АСКРО.

При расчете мощности экспозиционной дозы в воздухе реализован алгоритм, позволяющий учитывать вклад дочерних радионуклидов первого поколения, образующихся вследствие распада по радиоактивной цепочке, в величину экспозиционной дозы.

Оперативный банк дозовых коэффициентов и характеристик радионуклидов, используемый в расчетах, содержит информацию о радиационных характеристиках свыше 400 радионуклидов, о цепочках радиоактивного распада и значениях дозовых коэффициентов, собранную из различных источников.

Противоаварийные тренировки как инструмент совершенствования системы готовности эксплуатирующей организации на случай аварии на АЭС

Иванов Е.А., Косов А.Д., Полянцев С.С.

Противоаварийные тренировки представляют собой ключевой компонент эффективной программы повышения противоаварийной готовности эксплуатирующей организации (ЭО). Их проведение позволяет оценить эффективность мер противоаварийного реагирования - планов, процедур, инфраструктуры, а также способность участников к выполнению противоаварийных действий (реагирование).

Проведение ПАТ направлено на решение следующих задач:

- проверка эффективности системы аварийного реагирования ОАО «Концерн Росэнергоатом»,
- отработка экспертными группами ОПАС, ЦТП и АС навыков принятия оперативных решений в условиях ограниченного времени и координации действий по их реализации в условиях возникновения ЧС;
- отработка оперативного взаимодействия и информационного обмена между АС, КЦ и ЦТП с использованием современных коммуникационных средств;
- выявление необходимых организационных и технических мероприятий, направленных на совершенствование системы аварийного реагирования, предупреждения и ликвидации ЧС, повышения профессиональной подготовки экспертов и персонала АС.

В докладе представлен ретроспективный обзор развития системы противоаварийных тренировок (ПАТ) с участием АЭС, группы ОПАС и ЦТП, ее актуальное состояние и перспективы совершенствования. Описывается роль и место ПАТ в системе противоаварийной готовности ОАО «Концерн Росэнергоатом». Сравнивается процесс подготовки проведения и анализа результатов ПАТ в России и за рубежом.

Защита территории в районе расположения радиационно-опасных объектов

Лащёнова Т.Н., Коренков И.П., Мос НПО «Радон»

Для защиты территории в районе расположения радиационно-опасного объекта необходимо использовать комплексный подход, который позволит не допустить совместного накопление радионуклидов и химических загрязнителей. Для принятия управленческих решений при защите территории необходимо контролировать содержание радионуклидов и химических элементов в основных объектах окружающей среды и далее проводить комплексную оценку состояния территории с использованием экологических и гигиенических критериев. Нормативно-правовая база России формируется на основании подходов МАГАТЭ и МКРЗ и регламентирует прекращение радиационного контроля территорий при годовой дозе облучения населения менее 10 мкЗв/год. Эта величина значительно ниже среднегодовой индивидуальной дозы для населения и использование этой величины в качестве критерия безопасности при защите территории по радиационному фактору экономически не выгодно.

В данной работе сформулирован подход к комплексной защите территории в районе расположения радиационно-опасного объекта,

который позволяет связать гигиенические критерии, учитывающие воздействие окружающей среды на здоровье населения, и экологические, оценивающие состояние объектов окружающей среды. При проведении комплексной гигиенической и экологической оценке территории при эксплуатации радиационно-опасных объектов в качестве основного критерия используются контрольные уровни, которые устанавливают для всех объектов окружающей среды в зависимости от категории территории: зоны возможного загрязнения, санитарно-защитной зоны и зоны наблюдения.

При расчёте контрольных уровней для каждого объекта окружающей среды за основу предложили взять фоновые показатели и удвоенное среднеквадратичное отклонение. В качестве фоновых показателей на данной территории нужно использовать средние данные экологического мониторинга за последние годы по содержанию радионуклидов и химических элементов во всех объектах окружающей среды: в поверхностной и подземной воде, донных отложениях, почве, атмосферных аэрозолях, снеге. Результаты радиоэкологического мониторинга должны быть представительными и полностью характеризовать территорию. Для исследований нужно использовать комплекс радиохимических и химических методов исследования, позволяющих проводить измерения фоновых содержаний радионуклидов и химических элементов. Для зоны наблюдения критерием сравнения должны быть данные, полученные на условно-чистой территории, в качестве которой нужно использовать не подвергнутые антропогенному воздействию территории, например, близлежащие лесничества или другие чистые территории. В работе изложены подходы к определению контрольных уровней для радионуклидов и химических элементов в зависимости от категории территории.

Для оценки качества территории применяется комплексный показатель загрязнения состояния окружающей среды, который оценивается суммой пофакторных оценок для всех объектов окружающей среды, и при превышении единицы необходимо применять комплекс мероприятий по снижению антропогенной нагрузки. Предложенные подходы направлены на выявление и оценку лимитирующего и определение критического фактора воздействия на окружающую среду для принятия управленческого решения по защите территории. Для защиты территории по радиационному фактору соответствующая дозовым критериям система производных и обоснованных уровней вмешательства в зависимости от типа объекта и категории территории должны быть целесообразна и экономически обоснованы в каждом конкретном случае.

Информационное обеспечение принятия решений по экстренным мерам защиты персонала и населения в задачах аварийного реагирования

Иванов Е.А., Косов А.Д., Полянцев С.С.

В настоящее время при проведении противоаварийных тренировок и учений эксперты по РБ, как правило, решают следующие основные задачи:

1. Запрашивают на АЭС и в НПО «Тайфун» сведения о метеоданных, существующих на текущий момент времени в районе расположения АЭС. Согласовывают эти метеоданные и по результатам этого согласования определяют данные о метеоусловиях, которые в дальнейшем используются для расчета радиационных последствий аварии.

2. Совместно с экспертами по реакторным установкам оценивают параметры аварийного выброса, т.е. радионуклидный состав и активность выброса, эффективную высоту, длительность и время формирования выброса.

3. Оценивают радиационные последствия аварии в окружающей среде в районе расположения АЭС.

4. Подготавливают рекомендации по мерам защиты персонала и населения (укрытие, йодная профилактика, эвакуация).

5. Выполняют предварительную оценку аварии по шкале ИНЕС.

6. Решают другие задачи (организуют контроль за проведением мероприятий по защите персонала, в том числе в части обеспечения СИЗ, организуют дозиметрический контроль на АЭС, проводят укрытие, йодную профилактику, эвакуацию персонала, дезактивацию территории и др.).

В решении этих задач принимают участие эксперты АЭС, группы ОПАС и ЦТП. В своей работе экспертные группы используют информационное, методическое и программное обеспечение, которое было сформировано и доработано в предыдущие годы с учетом опыта проведения противоаварийных тренировок. Это обеспечение можно разделить на две группы:

- централизованно разработанное различными исполнителями в ходе выполнения договорных работ с ОАО «Концерн Росэнергоатом» и официально установленное для использования в системе аварийного реагирования;
- самостоятельно разработанное экспертными группами или выбранное из уже имеющегося исходя из своих собственных приоритетов.

В докладе дается оценка качеству и полноте информационного обеспечения, используемого при решении вышеуказанных задач экс-

пертами по РБ, выявляются основные, связанные с его недостатками или отсутствием проблемы. Кроме того, предлагаются решения или подходы к решению по наиболее остро стоящими перед экспертами по РБ проблемами, такими как дальнейшее совершенствование информационного обеспечения, выполнение расчета предотвращаемой дозы (предлагается простой, не требующий серьезных трудозатрат метод), оценки параметров источника выброса, принятия согласованных решений на различных этапах аварийного реагирования и др.

Совершенствование методического обеспечения радиационного контроля на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Пырков И.В., Коротков А.С.

За прошедшее десятилетие наметилось существенное изменение (улучшение) ситуации в области методического обеспечения на АЭС. Это связано как с развитием общих подходов в рамках деятельности головного научно-методического центра системы аккредитации лабораторий радиационного контроля (САРК) (ГНМЦ ВНИИФТРИ), так и деятельностью образованного в 2005 г. совместным решением концерна «Росэнергоатом», ОАО «ВНИИАЭС» и ФГУП «ВНИИФТРИ», на базе ОАО «ВНИИАЭС», отраслевого научно-методического центра АЭС (ОНМЦ АЭС), консолидировавшего усилия разработчиков методик (в том числе на АЭС) и обеспечившего значительное ускорение разработок методик и повышение их качества.

Развитие общих подходов к организации и функционированию системы методического обеспечения коснулось прежде всего принципов классификации методик РК. Установлены три основных признака классификации по: содержанию методики; виду объекта контроля; степени унификации методики. Существенным в части совершенствования содержания методик явилось обязательное требование применять международные правила вычисления неопределенности результатов контроля.

Отмечавшаяся ВНИИФТРИ (2000 г.) и ВНИИАЭС (2004 г.) неблагоприятная ситуация с состоянием методического обеспечения на АЭС к настоящему времени в значительной мере выправлена, в т.ч. и разработками ОНМЦ АЭС. Среди более 40 типовых методик ОНМЦ АЭС можно выделить:

- группу расчетных методик (МВР) с программными средствами (ПС) для расчета ДВ и ДС поступления РВ с АЭС в ОС;
- методики установления размеров СЗЗ и ЗН вокруг АЭС;
- методики выполнения контроля состояния герметичности барьеров безопасности АЭС (КГО (МВК и МВИ - 2007 г.), протечки ПГ (две

МВК, две МВР, две в виде ПС, МВИ - 2002 г.), расчетные методики оценки выброса ПД в атмосферу при аварии АЭС и др.);

- методику определения операционных дозиметрических величин по показаниям штатных дозиметров (МВР – 2005 г.);
- группу методик лабораторного контроля газоаэрозольных выбросов с АЭС в атмосферу (МВК – 2005-2007 г.);
- группу методик контроля поверхностных (МВК, МП, МВИ – 2007 г.) и грунтовых (МВК, МП – 2008 г.) вод;
- МВК атмосферных выпадений в ОС в районе расположения АЭС (2008 г.);
- МВК поверхностного загрязнения (2008 г.) и др.
- МВК донных отложений водных объектов ОС(2009 г.);
- группу методик радиационного контроля РВ и РАО.

На большинстве АЭС значительный объем методического обеспечения РК составляют специализированные методики предприятия, разработанные в сотрудничестве с ОНМЦ АЭС. Необходимо особо отметить, что положительная тенденция развития методического обеспечения наиболее выражена на тех АЭС, где этому вопросу уделяется повышенное внимание со стороны их руководства. На таких АЭС, как правило, действуют программы оснащения ЛРК необходимым методическим обеспечением, выполняются экспериментальные исследования в интересах разработки новых методик; поддерживается научно-методическое сотрудничество со специалистами ОНМЦ АЭС и других организаций. На ряде АЭС такая деятельность носит системный характер, например, на Курской и Нововоронежской АЭС.

Новые подходы к организации контроля активности атмосферных аэрозолей в системах радиационного контроля и радиозонологического мониторинга

Чаузова М.В., Ермаков А.И., Минигалиев Р.М., ГУП МосНПО “Радон”

При проведении радиационного контроля и радиозонологического мониторинга необходимо определять уровни содержания естественных и техногенных радионуклидов в различных природных средах, в том числе и в атмосферных аэрозолях. Традиционно для контроля активности атмосферных аэрозолей применяют радиометрические измерения суммарных показателей активности и альфа-спектрометрию с радиохимической пробоподготовкой. Однако эти методы имеют ряд существенных недостатков.

Подготовка пробы для радиометрических измерений включает в себя озонирование фильтра (при этом возможен унос ^{137}Cs и в еще большей степени ^{210}Po) и механическое распределение по подложке. Такой под-

ход не обеспечивают изотропное распределение радиоактивности в препарате и его однородную толщину. Кроме того, твердые вещества, осажденные на подложке, в значительной степени ослабляют альфа-излучение, а также, хотя и в меньшей степени, бета-излучение. Таким образом, закладываются значительные погрешности в определение эффективности регистрации при радиометрических измерениях.

Преимуществами альфа-спектрометрии являются высокое энергетическое разрешение и низкий уровень фона. Недостатки же метода заключаются в относительно невысокой эффективности регистрации (порядка 25%), а также в необходимости выполнения при подготовке пробы достаточно длительных и трудоемких процедур химического разделения и осаждения препарата.

Для оптимизации процедуры контроля активности атмосферных аэрозолей предложено использовать метод жидкостной сцинтилляционной спектрометрии (ЖСС). Метод ЖСС с точки зрения подготовки пробы требует минимальное время и минимальное количество операций. Разработана методика, предусматривающая непродолжительную кислотную обработку фрагмента фильтра с известной площадью. После разложения органических веществ и обесцвечивания, полученную кислотную вытяжку можно добавлять непосредственно в сцинтилляционный коктейль.

При такой процедуре пробоподготовки получают изотропный счетный образец, что дает существенное улучшение метрологических характеристик метода. Эффективность регистрации альфа- и бета-излучателей в получаемых препаратах составляет как правило 95 - 99%, причем практически не изменяется от одного образца к другому, тем самым снижается погрешность измерений и обеспечивается их воспроизводимость. Характерно, что для высокопроизводительного скрининга образцов, содержащих альфа-/бета-излучатели метод ЖСС обеспечивает достаточно высокую чувствительность.

Представлены результаты исследований содержания естественных и техногенных радионуклидов в атмосферных аэрозолях в зоне строгого режима НПК ГУП МосНПО «Радон» и в прилегающих населенных пунктах методом ЖСС. В большинстве случаев, полученные величины активностей достаточны для сопоставления с контрольными уровнями, установленными для задач наблюдения за выбросами радиоактивных веществ различных предприятий.

Полученный опыт показывает, что введение стадии ЖС-спектрометрии в схему исследований радионуклидного состава аэрозольных проб позволяет значительно ускорить получение результатов, оптимизировать, а иногда исключить процедуры радиохимических выделений и существенным образом сократить трудозатраты. Основываясь на

результатах первоначального скрининга методом ЖСС, принимается решение о дополнительных исследованиях с применением альфа-спектрометрии.

Новое поколение воздухо-фильтрующих установок «ТАЙФУН-6» и опыт их эксплуатации в районах расположения радиационно опасных объектов

*Ким В.М., Яхрюшин В.Н., Петров Б.И., Волокитин А.А.,
Полянская О.Н., ГУ «НПО «Тайфун» Росгидромета*

При организации радиационного мониторинга в режиме реального времени вокруг радиационно опасных объектов необходимо контролировать не только мощность дозы, но и другие параметры радиоактивного загрязнения окружающей среды, например воздуха и поверхностных вод.

Современный подход к радиационному мониторингу предполагает оперативное получение информации о возможном загрязнении атмосферы с целью оценки радиационной обстановки, достоверного и оперативного обнаружения радиоактивного загрязнения и обеспечения принятия решений по локализации этого загрязнения и полному или максимально возможному снижению последствий радиационной опасности для населения и окружающей среды. Существующая на сети радиационного мониторинга Росгидромета методика определения объемной активности радионуклидов в приземном слое атмосферы путем непрерывного отбора радиоактивных атмосферных аэрозолей на фильтры с суточной экспозицией посредством воздухо-фильтрующих установок (ВФУ) и последующего радиоизотопного анализа отобранных проб не может быть использована ни для определения момента времени поступления, ни для оценки длительности временного периода поступления радиоактивных изотопов, ни тем более для выработки критериев «тревожного» алармового сигнала.

Созданное в ГУ «НПО «Тайфун» новое поколение воздухо-фильтрующих установок (ВФУ «Тайфун-6») одновременно с отбором проб на фильтры осуществляет в автоматическом режиме непрерывное измерение расхода воздуха, температуры и радиационных параметров (измерения поверхностной суммарной бета-активности и мощности дозы под фильтром ВФУ) приземного слоя атмосферы с выдачей данных измерений и «тревожного» сигнала на удаленный компьютер. При этом потребляемая мощность в зависимости от решаемой ВФУ задачи может варьировать от 1 до 4 кВт. Дополнительно использование новой ВФУ повышает точность измерений прокаченного через нее воздуха

и позволяет перейти от суточной экспозиции фильтров к более длительной экспозиции (пентадной, декадной и пр.).

Опытная эксплуатация ВФУ «Тайфун-6» проходила в г. Обнинске в районе, которого расположено два радиационно опасных объекта – ФГУП «ГНЦ РФ – Физико-энергетический институт им. А.И. Лейпунского» и филиал ФГУП «Научно-исследовательский физико-химический институт им. Л.Я. Карпова».

Результаты, полученные в процессе непрерывного радиационного мониторинга, приводятся в данном докладе. Это осредненные суточные профили поверхностной суммарной бета-активности и мощности дозы под фильтром ВФУ в зависимости от сезона, выбор критерия определения алармовой ситуации поступления искусственных нуклидов в приземную атмосферу, сопоставление измеряемых радиационных параметров, как в свободной атмосфере, так и под фильтром.

Автоматизированная система обнаружения течей теплоносителя по аэрозольной активности (АСОТТ-А)

Егоров В.А., ООО НПП «Радиационный контроль. Приборы и методы»

Назначение:

обнаружение, оценка значения расхода и местоположения течи оборудования и трубопроводов контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ), в том числе в помещениях КМПЦ с повышенной влажностью, путем регистрации изменения уровня объемной активности аэрозолей в воздушной среде в зоне течи и выдачи результатов контроля оперативному персоналу энергоблока.

АСОТТ-А является одним из мероприятий по созданию эффективного и надежного инструмента обнаружения и идентификации течей теплоносителя из оборудования и трубопроводов КМПЦ на ранней стадии их возникновения и позволяет не допустить разрыв трубопровода большого диаметра при регистрации “малой течи” путем принятия адекватных мер.

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 статистически значимому увеличению контролируемой активности конденсата влажности воздуха из контролируемых помещений в течение заданного интервала времени;

- идентификация течей, включая оценку местоположения течи (с точностью до помещения) и оценку значения расхода теплоносителя;
- выдача результатов контроля оперативному персоналу энергоблока.

АСОТТ-А представляет собой функциональное объединение измерительного оборудования, оборудования и коммуникаций информационно-вычислительной сети и программного обеспечения для автоматизации обнаружения, оценки и местоположения течи оборудования и трубопроводов КМПЦ.

Технические средства:

- комплексы измерения активности воздушной среды в помещениях с высокой влажностью (КИАВС-ВВ), в состав которых входят каплеотбойники; расходомеры; электромагнитные клапаны; установки для определения аэрозольной активности воздушной среды; установки для определения активности конденсата воздушной среды;
- комплексы измерения активности воздушной среды в помещениях с нормальной влажностью (КИАВС-НВ), в состав которых входят каплеотбойники; расходомеры; электромагнитные клапаны; установки для определения аэрозольной активности воздушной среды;
- универсальные блоки управления КИАВС (УБУ КИАВС);
- устройства сбора и обработки данных;
- устройства настройки и диагностики.

Дозиметрическая система для определения радионуклидного состава газоаэрозольной примеси

Елохин А.П., НИЯУ МИФИ; Рау Д.Ф., ОАО «ВНИИАЭС»

Одним из наиболее важных параметров, который характеризует загрязнение окружающей среды радиоактивной примесью (радиоактивными газами, аэрозолями), поступающей в атмосферу при выбросах из вентиляционных труб АЭС и других предприятий атомной промышленности, является мощность выброса P_v , определяемая как произведение секундного расхода вентиляционной трубы G на объемную активность. Этот параметр при штатной работе АЭС, проектных и запроектных авариях в случае использования автоматизированной системы контроля радиационной обстановки (АСКРО) должен оцениваться в автоматическом режиме. Поэтому для повышения надежности регистрации скорости воздушного потока и уменьшения себестоимости системы целесообразно было использовать проточную и непроточную ионизационные камеры одних и тех же габаритов.

Система уравнений, которая описывает пространственное распределение ионов, в помещенной в поле ионизирующего излучения

плоскопараллельной ионизационной камере и метод её решения подробно описаны в работах.

Рассматривая работу проточной ионизационной камеры, следует отметить, что кроме процессов, характерных для непроточной ионизационной камеры, концентрация ионов в ее рабочем объеме увеличивается за счет поступающих из внешней ионизированной среды в результате переноса воздушного потока с искомой скоростью U_0 (уменьшением концентрации ионов за счет их выноса можно пренебречь, выбирая длину камеры и напряженность поля такими, при которых время дрейфа ионов в межэлектродном промежутке будет на много меньше времени их переноса вдоль канала). Ионизационный ток проточной камеры i_n определяется из выражения

$$i_n = i_n \left[1 + \frac{S_0 U_0}{\mu E_0 S_n} \right],$$

по которому находят искомую скорость воздушного потока.

$$U_0 = \left(\frac{i_n}{i_n} - 1 \right) \frac{S_n}{S_0} \mu E_0,$$

где $S_n = Ll$; $S_0 = LL_0$; l, L – длина и ширина электродов соответственно; L_0 – ширина межэлектродного промежутка.

Экспериментальные исследования работоспособности системы ионизационных камер, используемых для оценки мощности выброса газоаэрозольной радиоактивной примеси, проводили в полях ионизирующего γ -излучения на специальном стенде, на котором при ионизации воздушного потока создавался поток ионов, поступающих в проточную ионизационную камеру, имитируя, таким образом, движение по каналу радиоактивной примеси. Интерес, в первую очередь, представляла зависимость ионизационного тока проточной ионизационной камеры от скорости воздушного потока при различной мощности дозы, а также зависимость ионизационных токов проточной и непроточной ионизационных камер от мощности дозы при скорости воздушного потока равной нулю. Последнее позволяло определить диапазон чувствительности дозиметрической системы.

В целом результаты экспериментов удовлетворительно согласовывались с расчетными данными, что свидетельствовало о справедливости исходных идей, на основании которых разработана система, и о работоспособности ее конструкции.

В докладе приводятся результаты краткого анализа штатных выбросов действующих АЭС РФ, дозообразующую основу которых составляют ИРГ, и рассматривается вопрос о возможности полной их (штатных выбросов) утилизации путем использования широко известных криогенных технологий по сжижению газов.

Проблемы «биологических помех» при эксплуатации АЭС и пути их решения

Горская О.И., Волгодонская АЭС

Атомная электростанция и водоем-охладитель – единая природно-техногенная система, функционирование основных элементов которой взаимосвязано и взаимообусловлено. Для обеспечения бесперебойной работы атомной электростанции – ее нормального водоснабжения, необходимо обеспечить оптимальное для этой цели состояние экосистемы водоема-охладителя.

Техническое водоснабжение Волгодонской АЭС осуществляется по оборотной схеме с использованием водоема-охладителя отсечного типа, образованного отсечением глухой плотиной мелководной части Цимлянского водохранилища.

Для оптимального состояния экосистемы водохранилищ (Цимлянское водохранилище и водоем-охладитель Волгодонской АЭС) проводятся работы по следующим направлениям:

- изучение динамики гидрохимического и гидробиологического режимов водохранилищ, выделение зон очагового и распределенного поступления биогенных веществ (азота и фосфора) с водосборной территории;
- вселение планктонного штамма *Chlorella vulgaris* в заливы Цимлянского водохранилища;
- мониторинговое сопровождение вселения хлореллы по гидрохимическим и гидробиологическим показателям.

Мониторинговые исследования включают в себя:

- выполнение экспериментальных работ по выявлению механизма подавления сине-зеленых водорослей, возбудителей «цветения» воды предлагаемыми штаммами хлореллы;
- определение оптимальных сроков и объемов вселения штамма хлореллы в водохранилища различного типа.

С целью снижения уровня «цветения» воды на водохранилищах был применен опыт альголизации, который показал свою перспективность. Для получения устойчивых эффективных и однозначных результатов на альголизируемых водохранилищах, рекомендуется:

- продолжить вселение альголизантов в водохранилища региона расположения Волгодонской АЭС в более широких масштабах;
- при наличии транзитного «цветения» воды внесение альголизантов необходимо производить в вышерасположенных участках водоема в начальный период транзита синезеленых;
- осуществить лабораторные и экспериментальные исследования по выявлению механизма подавляющего действия альголизантов на возбудителей «цветения» воды;

- продолжить мониторинговые наблюдения за индикаторными показателями состояния экосистем водоемов;
- помимо использования альголизации, производить зарыбление водохранилищ растительноядными рыбами;
- предпринять необходимые меры по сокращению поступления загрязняющих веществ из любых источников;
- в ближайшие сроки произвести мелиорацию основных нерестилищ с целью улучшения экологических условий для естественного воспроизводства рыб.

Проведение в полном объеме комплекса оздоравливающих мероприятий, рассчитанное на перспективу, позволит значительно улучшить качество воды и повысить самоочищающую способность водохранилищ, создать необходимые предпосылки для устойчивого экологического благополучия водоемов региона расположения Волгодонской АЭС.

Секция 2

РАЗВИТИЕ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Мировой атомный ренессанс и общественное мнение

Коньшев И.В., Госкорпорация «Росатом»

В мире существует огромный разрыв в душевом потреблении электроэнергии между развитыми и развивающимися странами. В шести крупнейших развивающихся странах мира с населением около 3 млрд человек, что составляет почти 50% всего населения Земли, среднее потребление электроэнергии 1100 КВт.ч на душу населения, что примерно в 7-8- раз меньше, чем в Европе, и в 12-15 раз меньше, чем в США и Канаде. В северных скандинавских странах потребление электроэнергии в 2-3 раза выше, чем в континентальной Европе, и достигает 25 тыс. КВт.ч на душу населения в Норвегии. В похожей с ними по климатическим условиям России потребление составляет всего 6,3 тыс. КВт.ч на человека. Из этого следует, что у России есть потенциал для роста.

Общий объем ввода новых мощностей (без замещения) к 2030 г. — 2500 ГВт. Развертывание атомной энергетики не имеет альтернативы как один из инструментов оптимизации топливно-энергетического баланса и условие экономического развития.

Сохранение текущей структуры топливной корзины на горизонте 2030 г. невозможно: сохранение доли угольной генерации потребует дополнительно 2,3 млрд тонн угля (текущая добыча: 4,9 млрд), что трудно реализуемо с точки зрения инфраструктуры и экологически неприемлемо при сохранении современных технологий. Оптимизация топливной корзины требует расширения доли АЭС в мире как минимум до 25%.

Правительства стран ЕС поддерживают атомную энергетику. По данным за 2009 г. правительство Бельгии в октябре 2009 года решило продлить срок эксплуатации трех реакторов еще на 10 лет; правительство Швеции приняло решение приостановить запрет на строительство АЭС и приступить к строительству новых АЭС взамен подлежащих выводу из эксплуатации; коалиционное правительство Германии собирается продлить срок эксплуатации существующих атомных реакторов на 10-15 лет; правительство Литовской Республики решило компенсировать потери в электроэнергии в результате закрытия Игналинской АЭС и построить новую АЭС в г. Визагинас; в Великобритании принято решение о замене всего парка АЭС на новые атомные мощности; в Италии в 2009 году правительство отменило запрет на строительство АЭС, и в стране уже начата предварительная работа по выбору площадок для строительства 3-х АЭС. Общественное мнение в странах, эксплуатирующих АЭС, более позитивно относится к атомной энергетике и ее развитию.

Несмотря на то, что большинство респондентов получают основную информацию о развитии атомной энергетики из СМИ, только небольшая часть из них полагает, что эта информация достаточна для формирования позиции в отношении рисков развития атомной энергетики. Однозначный выбор представителей общественности в отношении источников информации, которым стоит доверять, а также в отношении участников процесса принятия решений по стратегии развития атомной энергетики — это некоммерческие и общественные организации, заинтересованные в защите и сохранении окружающей среды.

Большинство участвовавших в исследованиях общественного мнения в России считают, что за атомной энергетикой будущее.

Основные выводы: человечеству необходимо уменьшить зависимость от углеродного ископаемого топлива; атомная генерация является неотъемлемой составной частью топливной корзины будущих поколений; поддержка атомной энергетики обществом является необходимым условием ее развития; информационные кампании и просвещение населения в отношении атомной энергетики являются ключевыми процессами для принятия обществом атомной энергетики.

Принципы разработки генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года

Шаров Е.И., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Долгосрочные перспективы развития атомной энергетики в составе электроэнергетики России и размещение новых АЭС на территории страны регламентируются основными правительственными документами:

- Энергетической стратегией России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р (далее — Энергетическая стратегия);
- Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, одобренной распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.02.2008 № 215-р (далее — Генеральная схема);
- Программой деятельности Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» на долгосрочный период (2008 — 2015 годы), утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 20.09.2008 № 705 (далее — Программа деятельности);
- Федеральной целевой программой «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010 — 2015 годов и на перспекти-

ву до 2020 года», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 03.02.2010 № 50.

Энергетическая стратегия прогнозирует увеличение доли АЭС в базовой части графика электрических нагрузок предусматривается в основном в европейской части России при синхронизации вводов и совместной работе энергоблоков АЭС и ГАЭС.

Генеральная схема и Программа деятельности являются инструментами реализации Энергетической стратегии и предусматривают ввод основных мощностей АЭС в энергозонах Северо-Запада и Центра, а также в энергозонах Юга, Урала, Сибири и Дальнего Востока.

В 2008 – 2009 годах разработаны, согласованы с местными властями и утверждены декларации о намерениях инвестирования в строительство энергоблоков Нижегородской, Центральной (в Костромской области) и Тверской АЭС (Калининской АЭС-2), а также Балтийской, Северской и Южно-Уральской АЭС. Для вышеупомянутых АЭС, а также для второй очереди Ленинградской АЭС-2 разработаны и проходят необходимые экспертизы материалы обоснований инвестиций, в т.ч. оценки воздействия на окружающую среду, по которым прошли общественные слушания. Для Северской и для Балтийской АЭС получены лицензии на размещение и утверждены акты выбора земельного участка. Осуществляется проектирование и подготовительный период строительства Балтийской АЭС, имеющей экспортную ориентацию.

Ведется работа по включению всех площадок новых АЭС в схемы территориального планирования субъектов Российской Федерации и муниципальных образований в соответствии с Градостроительным кодексом.

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 Российской Федерации от 17.10.2009 № 823. При этом в связи с финансово-экономическим кризисом и секвестированием федерального бюджета сроки ввода в эксплуатацию строящихся, проектируемых и размещаемых энергоблоков АЭС могут быть перенесены на более позднее время относительно действующих Генеральной схемы и Программы деятельности.

При корректировке Генеральной схемы, Программы деятельности, а также инвестиционных программ ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОАО «РусГидро» и ОАО «ФСК ЕЭС» необходимо предусмотреть синхронизацию сооружения АЭС, ГАЭС и соответствующих электро-сетевых объектов для выдачи их мощности.

Направления снижения капитальных затрат при проектировании и сооружении энергоблока на быстрых нейтронах БН-1200

Сараев О.М.

До настоящего времени в мировой практике капитальные затраты на сооружение ядерных установок на быстрых нейтронах более, чем на 15% превышают аналогичные затраты для установок типа PWR — BWR.

Причина не только в том, что нет ни одного серийного энергоблока на быстрых нейтронах или в их пока еще низкой установленной мощности.

Есть причины, присущие только установкам этого типа:

- трехконтурная схема съема тепла из активной зоны реактора;
- большая длина трубопроводов и количество арматуры;
- необходимость систем электрообогрева трубопроводов с натрием;
- необходимость систем, обслуживающих натриевый теплоноситель;
- высокая цена оборудования из-за дороговизны материалов и сложности технологий его изготовления.

Эти критерии в разной степени учитываются при снижении капитальных затрат при сооружениях коммерческого энергоблока БН-1200.

Практика сооружения энергоблока БН-800 на Белоярской АЭС показала дополнительные возможности снижения капитальных затрат за счет организации управления строительством, применения новых строительных механизмов, технологий и материалов.

Хорошие возможности снижения капитальных затрат кроются в применении многомерного проектирования энергоблока БН-1200 монтажными блоками с обеспечением возможности укрупнительной сборки узлов оборудования и трубопроводов в недорогом пристанционном цехе, что обеспечивает не только высокое качество, но и высокую степень совмещения строительных и монтажных работ. Эти обстоятельства позволяют существенно сократить сроки строительства блока.

Реализация новых возможностей и опыта сооружения БН-800 наиболее подходит к энергоустановкам на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем, в частности при создании и строительстве БН-1200, перед которым поставлена реалистичная цель — достигнуть величину удельных капитальных затрат, не большую, чем у аналогичных по мощности энергоблоков ВВЭР.

Применение новых технологий при выборе площадок под строительство объектов ядерной энергетики

Назаров А.Г., Волков Ю.В., Цуцкин Е.В., Морозов П.А., Лазутин В.А., Пекин В.Н.

По предложению концерна «Росэнергоатом» в полевой сезон 2009 г. были проведены опытно-экспериментальные исследования по применению новых технологий, которые могут быть использованы в комплексе проектно-изыскательских работ по выбору конкурентных площадок под размещение объектов атомной энергетики. В исследованиях участвовали несколько организаций: научно-экспертная группа Общественного Совета Госкорпорации «Росатом» (научный руководитель работ, зам. Председателя Совета проф. А.Г. Назаров), Экологический центр ИИЕТ РАН, Центр «Газпром-Космические системы» (г. Королев Московской обл.), Всероссийский научно-исследовательский институт специальных методов исследований (г. Химки Московск. обл.), Государственное предприятие Астраханской области «Научно-исследовательский геоинформационный центр» (г. Астрахань), Кафедра геоморфологии Геологического факультета МГУ, при участии специалистов «ВНИИАЭС-Проектный офис».

Проведенные опытно-экспериментальные исследования охватывали комплекс трех перспективных для применения в атомной отрасли технологий:

1. Применение беспилотных летательных аппаратов гражданского назначения (БПЛА);
2. Применение низкочастотного геофизического радара высокого разрешения для получения глубинного (до 100 м) геолого-гидрогеологического профиля непосредственно в процессе полевых работ;
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, что 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.

К настоящему времени закончена обработка и обобщение данных, полученных при проведении полевых работ 2009 г. Результаты

опытно-экспериментальных исследований обобщены в отчетах, переданных в Концерн «Росэнергоатом», и обсуждены на годовичном заседании Общественного Совета по итогам работы за 2009 г. по председательством Генерального директора Госкорпорации «Росатом» С.В.Кириенко (4 марта 2010 г.).

Экономические аспекты выбора серийного энергоблока АЭС для Украины

*Бронников В.К., Сергеев Д.Н., ОП «Атомпроектинжиниринг»
ГП НАЭК «Энергоатом»*

На сегодняшний день на четырех действующих АЭС Украины эксплуатируются 15 энергоблоков установленной мощностью 13,8 ГВт, которые отработали, в среднем, около половины предусмотренного проектами срока эксплуатации.

В рамках утвержденной на правительственном уровне «Энергетической стратегии Украины на период до 2030 года» планируется сохранить производство электроэнергии АЭС на уровне около половины от суммарного годового производства электроэнергии страны. Для чего предусмотрено ввести в эксплуатацию около 20 ГВт замещающих и дополнительных мощностей, в том числе до 2017 года энергоблоки №№ 3, 4 ХАЭС (ВВЭР-1000 (В-392Б)).

Такое решение объясняется наличием собственных ресурсов урана, низкой себестоимостью производства электроэнергии, стабильной работой АЭС, потенциальными возможностями страны относительно создания энергетических мощностей на АЭС.

Опыт мировой ядерной энергетики и эксплуатации реакторных установок водо-водяного типа позволяет для нового строительства выбирать реакторные установки, опробованные в мировой практике. Принципиальное решение относительно выбора мощности и типов новых энергоблоков принимается исходя из:

- оценки условий энергосистемы Украины;
- оценки состояния разработки и освоения в эксплуатации энергоблоков в других странах;
- сравнения технико-экономических показателей.

НАЭК «Энергоатом» проводит консультации по вопросам использования разработок реакторных установок для нужд атомной энергетики Украины с ведущими мировыми компаниями-производителями:

- Российским ГК «Росатом»;
- Канадской компанией AECL;
- Компаниями AREVA, Westinghouse;

- Корейской корпорацией KEPSCO;
- Корпорацией Mitsubishi Heavy.

Все типы реакторов, разработанные этими производителями (кроме AECL), являются легководными.

С точки зрения ядерно-топливного цикла, тяжеловодная реакторная установка технологии CANDU имеет преимущества — это использование природного урана и возможность использования в перспективе отработавшего топлива легководных реакторов.

При выборе типа энергоблока для конкретной площадки целесообразно предусматривать однотипные энергоблоки.

Начаты работы по выбору серийного блока, при этом имеют большое значение:

1. Единичная мощность блока.
2. Технология и лицензирование.
3. Инфраструктура.
4. Локализация в Украине.
5. Сроки строительства.
6. Схема финансирования проекта.

Основными составляющими, которые выделяют при расчете экономической эффективности того или иного типа энергоблока являются:

1. Капитальные затраты.
2. Эксплуатационные затраты.
3. Топливная составляющая.
4. Затраты на снятие с эксплуатации.

При проведении анализа технико-экономических характеристик различных типов блоков ключевую роль будут играть удельные стоимости этих показателей. И одной из главнейших будет стоимость кВт установленной электрической мощности.

На основании предварительной оценки финансово-коммерческой эффективности проекта сооружения ХАЭС-3,4 (в рамках ТЭО) определена стоимость кВт установленной мощности на уровне 1 879 \$/кВт (в ценах 2009 года).

Применение современных технологий дистанционного зондирования территорий при инженерных изысканиях для проектирования и строительства

*Сухомлинов Д.В., НПО «Мобильные Информационные Системы»
Лопанчук А.А., Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Энергоатом»*

- Ограничения, накладываемые на геопространственные данные, при изысканиях для проектирования и строительства.

- Сбор данных о местности с применением воздушного лазерного сканирования:
- технология метода, количественные и качественные показатели получаемых данных, производительность, точность, преимущества с альтернативными методами ДЗЗ, применяемых при топографо-геодезических работах.
- Задачи, решаемые с применением воздушного лазерного сканирования.
- Виды выходной продукции
- Сравнительный анализ сроков, стоимости, затрат метода воздушного лазерного сканирования и цифровой аэросъемки с традиционными топографо-геодезическими работами.
- Области применения лазерного сканирования.
- Использование аэросъемочного комплекса и трехмерных моделей местности, получаемых по точкам лазерного отражения, в качестве высокоточной технологической основы для комплексирования различных датчиков ДЗЗ, включая наземные, и разнородных пространственных данных.
- Наземное лазерное сканирование
- Технология создания базы геоданных с применением лазерно-локационных методов

ПАТЭС. Состояние и перспективы

*Завьялов С.Н., Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»
«Дирекция строящихся ПАТЭС»*

Плавучая атомная теплоэлектростанция (ПАТЭС) – это энергоисточник нового поколения, созданный на базе российских технологий атомного судостроения, и предназначенный для энергоснабжения объектов промышленности, инфраструктуры и населения в удаленных, топливodeфицитных районах.

Важнейшие характеристики ПАТЭС – мобильность и возможность установки практически в любой береговой зоне, в том числе в районах вечной мерзлоты, отсутствие необходимости в развитой инфраструктуре и большом количестве персонала.

Основной элемент станции – плавучий энергоблок (ПЭБ) сооружается промышленным способом на судостроительном заводе и доставляется к месту размещения ПАТЭС морским путем в полностью готовом виде. На площадке размещения станции строятся только вспомогательные сооружения, обеспечивающие установку плавучего энергоблока и передачу тепла и электроэнергии на берег.

Такая технология позволяет существенно сократить сроки строительства, обеспечить контроль качества, минимизировать воздействие

на окружающую среду — как в ходе строительства, так и в процессе эксплуатации станции.

Все операции с ядерным топливом и радиоактивными отходами осуществляются на плавучем энергоблоке; после окончания эксплуатации ПЭБ утилизируется на специализированном предприятии, площадка восстанавливается до первоначального состояния, что полностью исключает остаточное воздействие на окружающую среду.

Проект ПАТЭС вобрал в себя многолетний опыт создания и эксплуатации транспортных реакторных установок, кораблей и судов с ядерными энергетическими установками. Спроектированный с учетом всех современных международных требований плавучий энергетический блок имеет две реакторные установки КЛТ-40С, прототипы которых успешно эксплуатировались на атомных ледоколах «Таймыр» и «Вайгач» и лихтеровозе «Севморпуть». Реакторные установки оснащены эффективными системами безопасности, в том числе пассивными (т.е. не зависящими от участия человека или автоматики), и используют низкообогащенное топливо, удовлетворяющее требованиям МАГАТЭ по нераспространению.

Жизненный цикл ПАТЭС предусматривает три эксплуатационных цикла по 12 лет, по истечении каждого из которых плавучий энергоблок транспортируется на специализированное предприятие для проведения среднего заводского ремонта, выгрузки отработавшего и загрузке свежего ядерного топлива.

После 36 полных лет эксплуатации плавучий энергоблок утилизируется на судоремонтном заводе. Здания и сооружения на площадке размещения могут быть демонтированы промышленным способом т.к. не содержат радиоактивных материалов, или использованы для размещения нового энергоблока.

Помимо электроэнергии и тепла, ПАТЭС способен опреснять морскую воду. При этом связь между атомным энергоблоком и опреснительной установкой только электрическая, т.е. полностью исключается вероятность попадания радиоактивных продуктов в очищенную воду.

В настоящее время ОАО «Концерн Росэнергоатом» ведет строительство первой (головной) ПАТЭС мощностью 70 МВт с реакторными установками КЛТ-40С в г. Вилючинске Камчатского края. Реализация проекта строительства открывает перспективы для модернизации инфраструктуры удаленных регионов России на базе атомной энергетики; повышает энергетическую безопасность районов Арктики; снижает объемы северного завоза и обеспечит возможность разработки месторождений полезных ископаемых.

Перспективы развития атомной энергетики с реакторными установками средней мощности: ВВЭР-600

*Мохов В.А., Четвериков А.Е., Щекин И.Г., Веселов Д.О., Петров В.В.,
ОАО ОКБ «Гидропресс»*

Проект РУ ВВЭР-600 разрабатывается на базе оборудования ВВЭР-1200 (ЛАЭС-2) и предназначен для использования в качестве источника пара для энергоблоков, работающих в локальных сетях и сетях с ограниченными возможностями резервирования.

В проекте энергоблока с ВВЭР-600 реализованы следующие концептуальные положения:

- Обеспечение безопасности не ниже требований к АЭС поколения «3+»;
- Проект РУ ВВЭР-600 разрабатывается в двух петлевом исполнении, что позволяет сократить металлоемкость РУ, сроки монтажа оборудования, уменьшить внутренний диаметр оболочки. В тоже время обеспечивается референтность основных конструкторских и проектных решений по РУ;
- Конструкторские решения по реактору традиционны для последних проектов ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200, с поправкой на уменьшенное количество патрубков Ду850 для присоединения ниток главного циркуляционного трубопровода;
- В основу конструкции ТВС ВВЭР-600 положены решения по ТВС ВВЭР – 1200 и ВВЭР - 1500. Конструкция ТВС позволяет обеспечить стабильность формы и размеров ТВС; реализована возможность разборки – сборки ТВС в условиях энергоблока с целью замены разгерметизировавшихся твэл;
- Оборудование изготавливается на промышленной основе по отработанной технологии;
- Схемные и режимные решения по энергоблоку с ВВЭР-600 базируются на решениях АЭС-2006 (ЛАЭС-2) с учетом их эволюционного развития и совершенствования;
- Проектный срок службы 60 лет;
- В проекте обеспечивается удержание расплава активной зоны в корпусе реактора в ходе тяжелой запроектной аварии и, соответственно, обоснован отказ от применения вне реакторного устройства локализации расплава;
- В рамках анализа нейтронно-физических характеристик параметров активной зоны выполнена поисковая работа с целью оптимизации высоты активной зоны с учетом принятой в последних проектах ВВЭР концепции «активной зоны с малой утечкой нейтронов» и соответствующей схемой перестановок топлива in-in-out. Выбран вариант активной зоны с оптимальным топливоиспользованием.

- Теплогидравлические анализы надежности охлаждения активной зоны показали, что охлаждение активной зоны обеспечивается при нормальных условиях эксплуатации и аварийных режимах;
- Максимально используются результаты НИОКР, выполненных в обоснование РУ с ВВЭР.

Реакторная установка ВБЭР-600 на основе технологий атомного судостроения для энергоблоков АС средней мощности

*Зверев Д.Л., Петрунин В.В., Самойлов О.Б., Фадеев Ю.П., Гуреева Л.В.,
ОАО «ОКБМ Африкантов»*

Ключевым условием внедрения АС в региональную энергетику является обеспечение экономических преимуществ АС по сравнению с традиционными энергоисточниками на органическом топливе.

В связи с этим, применение ядерных реакторов и энергоустановок судового типа представляется наиболее экономически оправданным и технологически подготовленным.

В ОКБМ разрабатывается мощностной ряд реакторных установок (РУ) типа ВБЭР, единичной мощностью 100...600 Мвт (эл.). Проектная концепция этих установок основана на сочетании технологий и опыта создания и эксплуатации судовых ЯЭУ с отработанными в гражданской атомной энергетике решениями по активной зоне и топливному циклу.

Наиболее мощный вариант установки - РУ ВБЭР-600 обеспечивает электрическую мощность энергоблока в конденсационном режиме до 600 МВт.

Блочное исполнение РУ ВБЭР-600 характеризуется отсутствием трубопроводов главного циркуляционного контура и, соответственно, класса аварий «больших» и «средних» течей. При этом все корпуса основного оборудования реакторной установки: реактора, парогенераторов, главных циркуляционных насосов свариваются между собой, образуя единый интегрированный корпус реакторного блока

Другие особенности РУ ВБЭР:

- активная зона с освоенным топливом типа ТВСА ВВЭР-1000 пониженной энергонапряженности;
- герметичный первый контур;
- герметичные главные циркуляционные насосы;
- прямоточный модульный парогенератор змеевикового типа;
- комбинированный способ перегрузки.

Принципиальная схема реакторной установки РУ ВБЭР аналогична РУ ВВЭР.

Уровень безопасности РУ ВБЭР-600 соответствует современным требованиям к реакторам нового поколения.

Обеспечивается удержание расплава в корпусе реактора и его охлаждение, поэтому не требуется дорогостоящая ловушка.

Радиационное воздействие АС с РУ ВБЭР-600 крайне незначительно.

Санитарно-защитная зона ограничена площадкой АС, а зона планирования защитных мероприятий не превышает 1 км. Это позволяет размещать АС с РУ ВБЭР-600 в непосредственной близости от населенных пунктов.

Создание мощностного ряда реакторных установок ВБЭР обеспечивается за счет изменения количества петель реакторного блока, высоты а.з. и количества ТВС.

Во всех модификациях РУ используются аналогичные технические решения по основному оборудованию.

Производство реакторных установок ВБЭР и энергоблоков на их основе может быть развернуто на базе предприятий атомного судостроения и энергетического машиностроения РФ.. Выполненные оценки подтверждают возможность создания на основе РУ ВБЭР энергоблоков, конкурентоспособных с альтернативными блоками на углеводородном топливе.

Атомные станции с РУ СВБР-100: текущий статус проекта и перспективы развития

Кудрявцева А.В., ОАО «АКМЭ-инжиниринг»

Проект СВБР-100 является частью общей концепции создания новой технологической платформы атомной энергетики, реализуемой в рамках ФЦП «Ядерные энерготехнологии нового поколения на 2010-2015 гг. и перспективу до 2020г». В соответствии с данной концепцией, энергоблоки модульного принципа с реакторными установками гражданского назначения со свинцово-висмутовым теплоносителем электрической мощностью 100 МВт (РУ СВБР-100) могут занять нишу от 100 до 600 МВт в линейке АС на базе быстрых реакторов.

В задачи проекта входит создание базовой технологии реакторных установок СВБР-100 и ее развитие, строительство опытно-промышленного энергоблока установленной мощностью 100 МВт(э) (ОПЭБ) и последующая коммерциализация технологии.

Ключевыми потребителями типовых проектов АС с РУ СВБР и сопутствующих сервисов являются удаленные населенные и промышленные пункты с потребностью в электроэнергии и тепле или в сопутствующем сервисе, например, опреснении воды. Проект обладает значительным экспортным потенциалом, в первую очередь, в Африканском и Азиатско-Тихоокеанском регионах, где в силу су-

ществующих сетевых ограничений и объемов потребления наиболее предпочтительны АС с реакторами малой и средней мощности.

На текущий момент ведется большой объем работ, связанных с определением ключевых параметров АС с РУ СВБР, которые обеспечат их конкурентоспособность по сравнению с другими технологиями генерации. В первую очередь, это формирование требований к АС со стороны потенциальных отечественных и зарубежных потребителей, а также разработка финансово-экономической модели модульной АС на базе РУ СВБР и проведение бенчмаркинга. Результаты этих исследований лягут в основу технического задания на РУ и ОПЭБ, а также типовой проект АС с РУ СВБР.

Предварительная оценка показывает, что проект демонстрирует оптимальные показатели при установленной электрической мощности АС с СВБР на уровне 200–400 МВт.

Также ведется работа с отраслевыми и внеотраслевыми производителями оборудования для АС по формированию соответствующей производственной инфраструктуры.

Относительно временных рамок проекта, на первом этапе (до 2014 г.) запланировано проведение необходимого объема НИОКР и проектных работ по реакторной установке и демонстрационному энергоблоку (ОПЭБ).

Второй этап (2015–2017 гг.) предусматривает сооружение ОПЭБ, включая поставку оборудования. С 2017–2018 гг. планируется начать серийное производство.

Развитие региональной атомной энергетики. Предложения по размещению энергоблоков региональных когенерационных атомных станций (АТЭЦ)

Кузнецов Ю.Н., ОАО «НИКИЭТ им. Н.А.Доллежалея»

Региональная энергетика — крупнейший и расширяющийся (рост до 56% к 2030г.) сектор «ЕЭС России», образованный региональными когенерационными станциями, объединенными в 14 ТГК и производящими до 70% энергетической продукции 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.

Технико-экономический анализ показал наличие к данному моменту потребности в сооружении более 34 атомных теплофикационных энергоблоков, имеющих установленную электрическую мощность 250 МВт(э) и мощность по выработке теплофикационного тепла 400 Гкал/ч. По совокупности технико-экономических и коммерческих показателей АТЭЦ эффективны во всех рассмотренных регионах (окупаемость с учетом дисконта в среднем около 10 лет).

В ближнесрочной перспективе (до 2020 года) должна быть сооружена атомная пионерная региональная когенерационная четырехблочная (4х250 МВт(э)) станция в г. Архангельск, дискондированная окупаемость которой не превышает 10 лет В ближайшее время должны быть выполнены разработки инвестиционных замыслов, деклараций о намерениях, обоснования инвестиций и проектов строительства АТЭЦ ряде регионов, в первую очередь для городов Тверь, Ульяновск, Казань, Пермь, а также для городов Хабаровск, Ярославль, Курган, Киров, Комсомольск-на-Амуре, Мурманск, Уфа, Ижевск, Череповец, Волжский, Смоленск, анализ эффективности сооружения АЭЦ в которых показал высокую инвестиционную привлекательность использования АТЭЦ для теплоэлектроснабжения .

До 2030 г. целесообразно сооружение АТЭЦ в городах Казань (четыре блока), Пермь, Тверь, Ульяновск (по два блока) с доведением отпуска тепла от них до 20-25млн.Гкал/год, что обеспечит экономию газа около 4 Млрд. м³

Перспективы практического внедрения концепции расширенного использования естественной циркуляции теплоносителя первого контура в энергоблоках с ВВЭР-1000(1200)

*Благовещенский А.Я., Бор С.М., Конович М.Н., Митюков В.Н., Санкт-Петербургский Государственный Политехнический Университет
Молчанов А.В., Безлепкин В.В., Кухтевич В.О., Соколов Е.Ю.,
ОАО Санкт-Петербургский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт “Атомэнергопроект”*

Рыжов С.Б., Мохов В.А., Беркович В.Я., ОАО ОКБ “Гидропресс”

Драгунов Ю.Г., ОАО НИКИЭТ им. Н.А. Доллежалы

Давиденко Н.Н., Смирнягин А.В., ОАО “Концерн Росэнергоатом”

Канышев М.Ю., Богачек Л.Н., Бай В.Ф., Игнатьев Н.А., Калининская атомная станция

Аксёнов В.И., ОАО “Атомэнергоремонт”

Шумский Б.Е., Выговский С.Б., Пинегин А.А. Московский Государственный Инженерно-Физический Институт (ТУ)

В результате творческого сотрудничества “вузовской науки” с ведущими структурами атомной отрасли были выявлены существенные внутренние резервы в энергоблоках с ВВЭР – 1000 (1200) по расширенному использованию естественной циркуляции теплоносителя первого контура (ЕЦТ) как важнейшего фактора повышения их надёжности, безопасности и живучести. Показана принципиальная возможность работы реакторной установки (РУ) на 30 % мощности от номинальной при неработающих главных циркуляционных насосах (ГЦН) на ЕЦТ. Такой режим базируется на благоприятных конструктивных решениях РУ и увеличении подогрева теплоносителя в реакторе до величины, не превышающей 100 К (точнее 95 К) при снижении давления пара в парогенераторе (ПГ) до ~ 3 МПа. Эта величина давления пара не противоречит пропускной способности турбины с запасом на работу регулирующего клапана. Предложенная программа регулирования мощности РУ в режиме ЕЦТ предусматривает сохранение температуры теплоносителя на выходе из реактора постоянной и снижение ее на входе в реактор при увеличении мощности.

Выполненные расчёты показали, что при реализации данной программы напряжения в зоне главных патрубков реактора не выходит за допустимые по “Нормам прочности...”. Специфической особенностью работы ПГ в режиме ЕЦТ является большая гидравлическая неравномерность распределения расхода теплоносителя по горизонтальным рядам трубок с опрокидыванием циркуляции в нижних рядах трубок,

однако это обстоятельство практически не оказывает отрицательного влияния на его эффективность. Анализ теплогидродинамических особенностей по пароводяной части ПГ, обусловленных снижением давления пара, показал, что условия обеспечения необходимой сухости пара даже улучшаются по сравнению с работой на номинальной мощности. В данном режиме ПГ выполняет функции основного элемента РУ, обеспечивающего достижение необходимой мощности и реализацию требуемой программы регулирования.

Полученные результаты явились основой для принципиального обоснования концепции расширенного использования естественной циркуляции теплоносителя I контура в энергоблоках с ВВЭР – 1000 (1200). Актуальность практической реализации предлагаемой концепции в первую очередь связана с запроектным режимом (системная авария при длительном полном обесточивании АЭС) и обусловлена тем, что:

- на АЭС, состоящей из 3 – 6 энергоблоков ВВЭР–1000, в режиме полного обесточивания перевод одного блока в режим работы на ЕЦТ способен обеспечить собственные нужды оставшихся энергоблоков, что исключает в этой ситуации зависимость АЭС от внешнего электроснабжения и существенно повышает мобильность и оперативность вывода энергоблоков АЭС в номинальный режим эксплуатации;
- такой режим применим для энергоснабжения не только площадки АЭС, но и “городов-спутников” в случае системной аварии на ЛЭП (до её устранения);
- Параметры работы оборудования, систем РУ и энергоблока, а также алгоритмы функционирования систем в предлагаемом режиме использования ЕЦТ существенно отличаются от проектных, использованных при обосновании безопасности и предусмотренных эксплуатационной документацией. Также для обеспечения выхода энергоблока в указанный режим может потребоваться некоторая модернизация обслуживающих систем, а также необходимая корректировка в существующих блокировках и защитах.

В настоящее время требуется перевод данного научного направления из вузовской категории в отраслевую с порядком выполнения и прохождения научно-технической документации, предусмотренным в атомной отрасли. Для выполнения данной работы подготовлена и направлена заявка на НИР в план НИОКР ОАО “Атомэнергпром” на 2009 – 2011 годы с названием “Разработка обосновывающих материалов, необходимых для практического внедрения концепции использования естественной циркуляции теплоносителя первого контура в энергоблоках с ВВЭР–1000 (1200), предусматривающей

работу энергоблоков на уровнях мощности до 30 % от номинальной при неработающих главных циркуляционных насосах при запроектных авариях”. Основанием для заявки является Федеральная целевая программа “Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007 – 2010 годы и на перспективу до 2015 года”, Постановление Правительства РФ от 6 октября 2006 года № 605.

Головной исполнитель работ по заявке – ОАО Санкт-Петербургский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт “Атомэнергопроект”.

По результатам рассмотрения на 6-й МНТК “Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР” (ОКБ “Гидропресс” 26-29 мая 2009) в итоговом документе, утвержденном Госкорпорацией “Росатом” 09.06.2009, предлагаемая концепция использования ЕЦТ представлена в категориях:

1. Особенно актуальные направления научных и проектных работ.
2. Работы, которые требуется своевременно планировать и выполнять.

Несмотря на это, указанная выше “Заявка...” на выполнение всего комплекса работ под руководством Главного Проектанта СПбАЭП до настоящего времени не включена в план НИОКР отрасли и не обеспечена финансированием.

При рассмотрении “Концепции...” на совещании в ОАО “Концерн Росэнергоатом” 25.02.2010 она была отнесена к категории проектирования новых энергоблоков на базе основного оборудования РУ с ВВЭР–1000 (1200) и ПТУ.

Практическая реализация “Концепции...”, направленной на дальнейшее развитие атомной энергетики на базе заложенных внутренних резервов основного оборудования атомных энергоблоков, обеспечивающей АЭС с ВВЭР–1000 (1200) новое качество – максимальную живучесть при указанной выше запроектной аварии, непосредственно зависит от принятия Руководством атомной отрасли решения о финансировании работ.

Концепция и обоснование маневренности для действующих и «эволюционных» проектов энергоблоков с ВВЭР

Сопленков К.И., Чаховский В.М., ОАО «ВНИИАЭС»

Эксплуатация АЭС в России показывает, что системный оператор энергосистемы (СО ЕЭС) в целях прохождения ночного минимума потребления электроэнергии все чаще вынужден вводить на длительный срок диспетчерские ограничения работы АЭС, а для обеспечения качества электроэнергии (поддержания частоты) привлекать электри-

ческие станции, включая АЭС, к участию в первичном регулировании частоты (ПРЧ).

Тенденция привлечения АЭС к участию в маневренных режимах будет сохраняться и в дальнейшем, по меньшей мере, по двум причинам:

- росту баланса АЭС в производстве электроэнергии в энергосистеме;
- расширению рыночных отношений в сфере производства и потребления электроэнергии, в т.ч. конкуренции электрических станций различных типов.

Предлагается концепция ограниченного участия энергоблоков АЭС в суточном и частотном регулировании мощности, удовлетворяющая требованиям энергосистемы (СО ЕЭС) и поддерживающая конкурентоспособность АЭС на рынке электроэнергии.

Суточное регулирование. Действующие энергоблоки работают в базе, а при диспетчерских ограничениях (как правило, сезонных) переходят в режим суточного регулирования со следующими параметрами:

- максимальная разгрузка-нагрузка энергоблока от 10 % до 15 % от номинальной мощности;
- число циклов не превышает от 50 до 70 в год;
- скорость перехода на новый уровень мощности в соответствии с Регламентом.

Участие энергоблоков в суточном регулировании мощности с приведенными выше параметрами, практически достижимо на действующих энергоблоках и сокращает недовыработку электроэнергии в период диспетчерских ограничений примерно в 3 раза.

Диапазон участия для «эволюционных» проектов АЭС должен быть расширен и составлять не менее 25 % от номинальной мощности. В качестве «нестандартного решения» предлагается тепловой аккумулятор, встроенный во второй контур энергоблока с ВВЭР.

Выполнение требований СО ЕЭС и энергоэффективность энергоблока с тепловым аккумулятором будет обеспечена в случае сохранения следующих тенденций:

- относительно низкой стоимости ядерного топлива;
- рыночной дифференциации стоимости электроэнергии по зонам суток.

Перспективным направлением является создание сети электрических потребителей-регуляторов в регионах, прилегающих к АЭС, для обеспечения повышенного электропотребления в ночное время. В качестве потребителей-регуляторов рассматриваются теплоаккумуляторы с электрическим нагревом в системе теплоснабжения.

Частотное регулирование. Нормативные документы СО ЕЭС обязуют все электрические станции, включая АЭС, участвовать в ПРЧ, что

позволяет обеспечить высокое качество электроэнергии, надежность и безопасность энергосистемы.

Концепция участия энергоблоков АЭС в ПРЧ основана на работе РУ в режиме саморегулирования при обеспечении требуемого уровня безопасности.

В работе приведено технико-экономическое обоснование предлагаемых решений, рассмотрены и обоснованы алгоритмы управления энергоблоком в режиме ПРЧ.

Концепция быстро-теплового паро-водяного энергетического реактора (БТЭР)

Шаров Е.И., Полисмаков А.А., ОАО «Концерн Росэнергтоатом»

Гришанин Е.И., Алексеев П.Н., РНЦ «Курчатовский институт»

В рамках разработки вариантов концепции Супер-ВВЭР предложен комбинированный (тандемный) быстро-тепловой паро-водяной энергетический реактор (БТЭР). Традиционные тепловые энергетические реакторы (типа ВВЭР, ВWR, РБМК), охлаждаемые обычной или кипящей водой под давлением, отличаются разреженной решеткой твэлов, невысоким КПД и низким коэффициентом конверсии топлива (до 0,5).

Неплохо изученные быстрые реакторы с уран-плутониевым топливом с хорошо освоенными теплоносителем — паром или пароводяной смесью — при относительно высоких КПД и КВ отличаются сложностью подготовки теплоносителя на входе в активную зону. Например, в известном быстром реакторе, охлаждаемом паром, на входе в активную зону насыщенный пар получается пропусканием через барботер перегретого пара на выходе из активной зоны. Для получения насыщенного пара приходится барботировать $\frac{3}{4}$ вырабатываемого перегретого пара, и только $\frac{1}{4}$ расхода теплоносителя направлять непосредственно на турбину.

С целью преодоления недостатков описанных выше реакторов предложена «двухэтажная» компоновка активной зоны в общем прочном корпусе. Внизу размещается типичная активная зона кипящего водяного реактора (типа ВWR): разреженная решетка твэлов с оксидным урановым топливом невысокого обогащения (до 5%); на входе в активную зону — горячая вода под давлением; на выходе из активной зоны влажный пар. Выше по течению теплоносителя размещается типичная уплощенная активная зона быстрого реактора, охлаждаемого пароводяной смесью: тесная решетка твэлов с оксидным уран-плутониевым топливом среднего обогащения (до 20%); боковые и, возможно, торцевые экраны с оксидным обедненным урановым

(ториевым) топливом; на входе в активную зону — насыщенный пар, поступающий из расположенного ниже кипящего водяного реактора; на выходе из активной зоны — 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 двухконтурную реакторную установку.

При размещении циклонных сепараторов между верхним и нижним реакторами в этих сепараторах происходит разделение жидкости и пара. 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 по влаге, осядет на поверхности твэлов активной зоны быстрого пароохлаждаемого реактора, и в паротурбинную установку поступит пар приемлемой чистоты. Отсепарированная вода возвращается на вход активной зоны нижнего реактора. Такой переход к одноконтурной схеме может привести к 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. 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.

Технология ARABELLE. Опыт использования в строительстве и модернизации АЭС

Цветков А.М., ООО «АЛЬСТОМ Атомэнергомаш»

Совместное предприятие ООО «АЛЬСТОМ Атомэнергомаш» - ААЭМ предлагает гибкие решения по комплектной поставке крупных паровых турбин, генераторов и вспомогательного оборудования машинных залов АЭС в диапазоне мощности 1200-1800 МВт с применением тихоходной технологии ARABELLE™ компании ALSTOM.

Характерные особенности технологии ARABELLE позволяют предложить Заказчику самые широкие возможности по интеграции оборудования машинных залов при обеспечении максимальной экономичности, высокого коэффициента готовности, сокращения сроков обслуживания оборудования, а также соответствие стандартами и нормам безопасной эксплуатации АЭС.

С конца 90-х годов во Франции уже находятся в эксплуатации четыре энергоблока АЭС единичной мощностью 1550 МВт (АЭС Chooz и Civaux), оснащённые тихоходными турбоустановками типа ARABELLE™, которые полностью подтвердили все заложенные в них расчётные характеристики в части экономичности, надёжности, ремонтпригодности и эксплуатационных расходов. При суммарной наработке данных турбоустановок свыше 250 000 часов среднее время вынужденных простоев составило менее 2-х часов на один агрегат в год, что означает возможность достижения благодаря технологии ARABELLE™ беспрецедентного уровня коэффициента готовности турбоустановки – 99,97%. В дополнение к этому оптимизация программы технического обслуживания и повышение ремонтпригодности позволили достичь на вышеупомянутых АЭС рекордных значений коэффициента технического использования – на уровне 97,5% применительно к 18-ти месячному циклу перегрузки топлива в реакторе.

Конструктивные особенности тихоходной турбины ARABELLE предполагают простую и компактную компоновку турбоагрегата с возможностью реализации индивидуальных технических решений для любых условий площадки и типов охлаждения.

Одним из направлений деятельности ААЭМ является модернизация действующего оборудования АЭС на базе технических решений ARABELLE.

Модернизация паротурбинных установок на базе технологии ARABELLE получила широкое признание и подтверждается весомой референцией компании Альстом по всему миру. ALSTOM модернизировал 780 цилиндров турбин ТЭС и АЭС, 320 из которых принадлежат другим производителям. Начиная с 2005 года, ALSTOM принадлежит более 50% мирового рынка услуг по модернизации паровых турбин для АЭС.

Основными задачами модернизации является повышение КПД, мощности, надёжности и срока службы оборудования АЭС. Помимо увеличения КПД и мощности модернизация решает ряд других не менее важных проблем - устранение механических проблем, связанных с коррозионным растрескиванием, эрозийным износом и прогибом вала, а также увеличение межремонтных интервалов, снижение периодичности капремонтов и времени простоя, что способствует повышению КИУМ АЭС.

Настоящий доклад знакомит с техническими решениями по модернизации турбин с применением облопачивания активного и реактивного типов, возможными изменениями в конструкции цилиндров, например при замене двухпоточного расширения на однопоточное, адаптации термодинамического цикла для реализации дополнительной ступени перегрева. Более детально рассмотрены критерии выбора конкретных решений по модернизации — таких как площадь выхлопа ЦНД и логика регулирования турбины.

Доклад подготовлен на материале опыта модернизации действующего оборудования АЭС, который может быть применён к паровым турбинам АЭС с российскими реакторами типа РБМК и ВВЭР.

Перспективы разработки и использование «сухих» градирен для энергоблоков новых АЭС в России

Мешков В.М., Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» г.Москва

О подходах к выбору типов и обоснованию систем технического водоснабжения.

- Возможные типы систем охлаждения турбинного острова.
- Преимущества и недостатки охлаждающих систем.
- Предлагаемые подходы к выбору типов и обоснованию систем технического водоснабжения.

Предпосылки для внедрения технологии «сухих» градирен на АЭС в России.

- Растущий дефицит пресной воды (и ее стоимость).
- Ограниченное число площадок для размещения АЭС, располагающих достаточными водными ресурсами.

Состояние с применением «сухих» градирен в России (СССР) и за рубежом.

Технико-экономические исследования по сравнению «мокрых» и «сухих» градирен применительно к площадке НВАЭС-2.

- Рассмотрено три варианта использования «сухих» градирен.
- Рассмотрен вариант смешанной работы (2 «сухие» + 1 «мокрая» градирни).
- В качестве базового варианта для сравнения использован вариант с испарительной градирней, примененной в проекте НВАЭС-2 (1, 2 блоки).

Проведено сопоставление показателей стоимости сооружений по всем вариантам и показателей потери мощности турбоустановки при расчетной температуре окружающего воздуха (отчет ОАО «Атомэнергoproject» 2009 год, г. Москва).

Основные выводы

1. Применение «сухих» градирен приведет к удорожанию системы охлаждения циркуляционной воды в пределах до 1,1 млрд. (в зависимости от варианта).
2. Ожидается некоторое сокращение затрат на турбоустановку и строительные конструкции машзала (предстоит оценить).
3. Снимаются все замечания по воздействию на окружающую среду и исключение потребности в подпиточной воде ($\approx 60\text{--}70$ млн. м^3 в год для 2-х блоков).
4. Ожидаемое снижение мощности турбоустановки за счет ухудшения вакуума в конденсаторе составит до 200 МВт при расчетной температуре охлаждающего воздуха 28°C

Разработка нового поколения основного теплообменного оборудования для комплектации машзала в новых проектах АЭС

*Новак В.П., Легуенко С.К., Проектно-конструкторский филиал
ОАО «Концерн Росэнергоатом»; Авдеев А.А., Шамарков А.С., ОАО «Все-
российский научно-исследовательский и проектно-конструкторский
институт атомного энергетического машиностроения (ВНИИАМ)*

Одним из основных направлений повышения технико-экономических показателей новых проектов АЭС является совершенствование конструкции основного теплообменного оборудования машзала энергоблоков.

В рамках решения этой задачи наиболее перспективным представляется предложение по унификации всей линейки теплообменных аппаратов машзала, включая поверхностные регенеративные подогреватели высокого и низкого давления, промежуточные сепараторы-пароперегреватели и подогреватели сетевой воды за счет перехода на единую конструктивную схему их исполнения на базе коллекторно-ширмовой трубной системы, разработанной ОАО «ВНИИАМ».

Реализация этого предложения применительно к машзалу энергоблоков проекта АЭС-2006 обеспечивает общее снижение металлоемкости теплообменного оборудования одного энергоблока не менее, чем на 670 т в сравнении с любыми известными на сегодня конструкциями теплообменников аналогичного назначения, как отечественного, так и импортного производства, а также увеличение мощности каждого энергоблока на 2 МВт(эл). Кроме того, переход на комплектацию машзалов в новых проектах АЭС теплообменным оборудованием коллекторно-ширмового типа взамен камерного, кассетного и змеевикового типов, как отечественного, так и импортного производства,

обеспечивает ряд дополнительных технических и эксплуатационных преимуществ, среди которых следует отметить следующие:

- удешевление строительной части машзала и снижение затрат на монтаж;
- условия для рациональной компоновки оборудования, а также возможность его размещения, включая сепараторы-пароперегреватели, под площадкой обслуживания турбины;
- сокращение трудоемкости и сроков изготовления;
- высокую надежность в эксплуатации и отсутствие ограничений в обеспечении требуемых маневренных характеристик энергоблоков;
- единую технологию эксплуатации, технического обслуживания и ремонта всего унифицированного ряда теплообменных аппаратов.

Важным положительным моментом в обоснование технологической готовности перехода на коллекторно-ширмовую конструкцию теплообменного оборудования машзала и его эксплуатационной надежности является полная идентичность технологии изготовления коллекторно-ширмовых теплообменников (используемые конструкционные материалы, технология мех. обработки, вальцовки, сварки) с технологией изготовления горизонтальных коллекторных парогенераторов для энергоблоков АЭС с ВВЭР, успешно работающих в существенно более жестких условиях по сравнению с теплообменниками машзала.

Представление результатов инженерных изысканий, выполняемых с применением современных средств ДЗЗ, в многомерной программной среде для расчетных и аналитических задач при проектировании и мониторинге объектов атомной отрасли

Лопанчук А. А., Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»; Ефанов Д.Е., НПО «Мобильные Информационные Системы»

- Традиционные формы представления геопространственных данных при инженерных изысканиях.
- Перспективные технологии в сборе, обработке и представлении пространственной информации, включая работы по инженерным изысканиям.
- Формирование высокоточного базового слоя цифровой картографической информации для информационной основы при комплексировании и сопряжении разнородных данных по единым системам координат, масштабам и времени создания (обновления).

- Размерность вектора состояния пространственного объекта.
- Хранилище пространственных данных
- Представление цифровой пространственной информации в форме 2D, 3D, 4D.
- Хранилище пространственных данных — программно-аппаратное ядро единого многомерного информационного обеспечения изысканий, проектирования и мониторинга объектов атомной отрасли.
- Клиент-серверная архитектура программно-аппаратного комплекса многомерного геоинформационного обеспечения производственных процессов, мониторинга и поддержки принятия управленческих решений
- Возможности базового автоматизированного рабочего места пользователя (обобщенной клиентской части) по обеспечению расчетных и аналитических задач.
- Направления развития пространственного информационного обеспечения

Расчетно-экспериментальное исследование влияния неконденсирующихся газов на работу модели парогенератора реактора ВВЭР в конденсационном режиме

Лукьянов А.А., Зайцев А.А., Попова Т.В., Ремизов О.В., Морозов А.В., Цыганок А.А., Калякин Д.С., ГНЦ РФ-ФЭИ им. А.И. Лейпунского

В проекте “АЭС-2006” с реактором ВВЭР-1200 предусмотрено использование пассивных систем безопасности. К их числу относятся система гидроёмкостей второй ступени (система ГЕ-2) и система пассивного отвода тепла (СПОТ). Эти системы применяются для снижения последствий широкого класса аварий, обеспечивая отвод тепла от активной зоны реактора, поддержание запаса теплоносителя в реакторе, целостность защитной оболочки и ограничение радиологических последствий аварий проектными пределами.

В случае аварии, связанной с разрывом трубопроводов первого контура и нарушением работы источников электропитания, система СПОТ обеспечивает перевод парогенераторов (ПГ) на работу в режиме конденсации пара, поступающего в трубчатку ПГ из реактора. В результате этого в активную зону поступает конденсат из парогенераторов, который обеспечивает её дополнительное охлаждение.

На работу парогенератора в конденсационном режиме отрицательное влияние может оказать присутствие в первом контуре реактора неконденсирующихся газов. Основными их источниками являются азот, поступающий в контур при срабатывании гидроемкостей пер-

вой ступени, а также продукты радиолиза воды и разложения гидразингидрата, растворенного в воде, поступающей из системы ГЕ-2. Накопление неконденсирующихся газов в трубчатке парогенератора может привести к ухудшению его конденсационной способности, вплоть до полного прекращения процесса конденсации. При этом могут ухудшиться условия охлаждения активной зоны.

Для изучения работы парогенератора реактора ВВЭР в конденсационном режиме в ГНЦ РФ-ФЭИ был создан крупномасштабный стенд ГЕ2М-ПГ. Стенд включает в себя: накопительный бак с системой подачи пара, модель ПГ (масштаб 1:46) и имитатор теплообменника СПОТ. Высотные отметки оборудования соответствуют проектным.

На стенде были проведены эксперименты по исследованию работы парогенератора в режиме конденсации пара при давлении 0,36-0,38 МПа, которое соответствует диапазону давления в реакторе ВВЭР на заключительной стадии запроектной аварии.

Расчетное исследование работы парогенератора ВВЭР в конденсационном режиме было проведено с помощью расчетного кода КУПОЛ-М. Код КУПОЛ-М версия 1.10 (эта версия аттестована в надзорных органах РФ) предназначен для расчета термодинамических параметров среды в объеме контейнмента АЭС с ВВЭР при авариях с потерей теплоносителя. Расчётная модель конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов верифицирована на многочисленных экспериментах, проведенных как в России, так и за рубежом.

В докладе приводятся результаты расчетно-экспериментального исследования влияния неконденсирующихся газов на работу модели парогенератора реактора ВВЭР в конденсационном режиме.

Оценка влияния авиации всех ведомств на безопасность функционирования промплощадки АЭС

Спрысков В.Б.

Нормативные документы по обеспечению безопасности функционирования атомных станций и ядерно- и радиационно опасных объектов, действующие на территории Российской Федерации, предписывают учитывать влияние воздушной обстановки на безопасность функционирования специальных объектов при выборе площадки строительства (размещении объекта), инженерной защите территории размещения объекта, его проектировании и строительстве.

При выборе площадки под строительство объекта, его проектировании, строительстве и инженерной защите необходимо учитывать надежность объекта в отношении воздействия на него авиационной катастрофы, которая рассматривается как внешнее техногенное, не

связанное с умышленными действиями людей, событие. При этом допускается не учитывать в проектных основах, строительстве и инженерной защите объекта и площадки отрицательное влияние события, связанного с падением воздушного судна (ВС) или его обломков, если вероятность падения на промплощадку меньше 10^{-6} в год, а на объект — меньше 10^{-7} в год. Аналогичные положения приняты в других странах-участницах Международного агентства по атомной энергетике (МАГАТЭ).

В докладе дан анализ нормативных документов, определяющих учет внешних воздействий техногенного происхождения на безопасность функционирования ядерно- и радиационно опасных объектов на всех этапах жизненного цикла, выбран критерий влияния воздушной обстановки на промплощадки АЭС.

Обоснованы основные положения, которым должна удовлетворять математическая модель критерия безопасности влияния воздушной обстановки и представлена сама модель. Моделирование выполнено на вербальном и математическом уровнях. В качестве основных факторов модели оценки влияния воздушной обстановки на безопасность функционирования промплощадок АЭС выбраны:

- фактические риски катастроф воздушных судов (ВС) гражданской (ГА), государственной и экспериментальной авиации, в том числе риски магистральных самолетов ГА I – III классов, самолетов IV класса, вертолетов, ВС военно-транспортной, дальней, фронтовой и армейской авиации и прогнозы их изменений;
- навигационные характеристики полетов ВС гражданской и государственной авиации;
- минимальные расстояния между рассматриваемыми объектами и предполагаемыми (номинальными) линиями пути или границами зон пилотирования (траверзы);
- фактические объемы полетов ВС и прогнозы их изменений.

Особое внимание в докладе уделено вопросам практической оценки вероятностей падения ВС и их обломков на промплощадки АЭС.

АСПУС — система сквозного проектирования, разработки и поддержки систем автоматизации энергоблока на протяжении жизненного цикла

Айзатуллин А.И., Именин В.В., ОАО «ВНИИАЭС»

При проектировании АЭС частично используется автоматизированная разработка технологической части проекта, но автоматизация не включала проектирование алгоритмов контроля и управления.

Как показал опыт взаимодействия ВНИИАЭС с проектными организациями при создании полномасштабных тренажеров и испытаний АСУ ТП на полигонах, без автоматизации и моделирования проектирование современных цифровых АСУ ТП энергоблока объективно порождает большое количество ошибок в силу их сложности и объемности. В результате созданный проект АСУ ТП требует дополнительных серьезных доработок на объекте. Это приводит к существенному возрастанию сроков проектирования, изготовления аппаратных средств и пуско-наладочных работ.

ВНИИАЭС разработал и внедрил автоматизированную систему проектирования управляющих систем (АСПУС). Система охватывает практически все стадии проектирования, начиная от разработки технологического задания, предварительного моделирования и тестирования алгоритмов и заканчивая выдачей задания заводам-изготовителям программно-технических средств.

Первоначальная технологическая информация импортируется в АСПУС из средств разработки технологической части проекта. Эта информация и специально разработанный интерфейс пользователя исключают возможность внесения произвольных ошибок и оставляют разработчика в «пространстве проектных данных». Проект алгоритмов, информация о его текущем состоянии и основных этапах его создания находится в единой базе данных АСПУС. Особенность проектирования с использованием АСПУС — возможность осуществлять проверку разработанных алгоритмов путем компьютерного моделирования их работы.

Результатом работы АСПУС является выходная информация, предназначенная для автоматизированного создания проекта алгоритмов в программно-технических комплексах (ПТК) АСУ ТП — ТПТС-51 и, в перспективе, ТПТС-НТ.

В настоящий момент АСПУС сдан в промышленную эксплуатацию во ФГУП «СПб АЭП» (г. Санкт-Петербурга). Эта организация приступила к созданию проекта низовой автоматики АСУ ТП для АЭС-2006 (ЛАЭС-2). В проектировании на АСПУС заняты более 50 специалистов, причем работа осуществляется на двух удаленных площадках с единой базой данных проекта. В московском АЭП система находится на стадии внедрения.

В планы дальнейшего развития входит создание импорта в АСПУС проекта алгоритмов из средств инженерной станции ПТК. Это позволит отслеживать изменения в АСУ ТП, проводимые на станции, что обеспечит, в том числе, поддержку проекта алгоритмов на протяжении всего жизненного цикла низовой автоматики энергоблока.

Моделирование процессов массопереноса и коррозии стали в ЯЭУ со свинцовым теплоносителем

*Алексеев В.В., Орлова Е.А., Козлов Ф.А., Кондратьев А.С.,
Торбенкова И.Ю., ГНЦ РФ-ФЭИ имени А.И. Лейпунского*

Интегральная модель массопереноса продуктов коррозии стали в контурах со свинцовым теплоносителем состоит из двух частей: в первой части моделируются процессы выхода железа из стали в теплоноситель через оксидное покрытие и связанные с этим процессы образования или распада оксидной пленки; во второй части моделируются процессы химического взаимодействия железа с кислородом в свинце, образования частиц оксида и переноса компонентов реакции и частиц в циркуляционном контуре.

Разработана компьютерная программа для расчета процесса массопереноса в соответствии с предложенной моделью в одномерном приближении. Решение системы уравнений проводится в системе координат, связанной с потоком теплоносителя.

Как следует из расчетов применительно к первому контуру установки БРЕСТ-300, на входном участке активной зоны происходит накопление магнетита Fe_3O_4 на поверхности каналов как за счет химического взаимодействия железа, поступающего в свинец из стали, с кислородом, так и за счет осаждения частиц из потока теплоносителя. В экстремальной точке скорость роста слоя на стали 16Х12ВМСФБР может достигать 180 мкм/год. На выходе из активной зоны сосуществуют два процесса: уменьшение толщины оксидного слоя за счет диссоциации магнетита со скоростью около 170 мкм/год и увеличение отложений за счет осаждения частиц магнетита со скоростью около 55 мкм/год.

Имеет место диссоциация магнетита на входе в парогенератор со скоростью около 50 мкм/год. По длине парогенератора направление суммарного потока магнетита, образующегося на поверхности каналов, также меняет знак (диссоциация в горячей зоне сменяется отложениями в холодной зоне).

Получены оценки скорости уменьшения толщины стальной стенки контура в экстремальных точках в активной зоне и парогенераторе. Максимальный выход железа из стали имеет место на выходе каналов активной зоны. В экстремальной точке поток железа достигает $7 \cdot 10^{-9}$ кг/(м²·с), что соответствует уменьшению толщины стальной стенки со скоростью около 30 мкм/год. Примерно такая же скорость растворения стали будет сохраняться во всей высокотемпературной зоне контура (550°C) до входа теплоносителя в парогенератор.

На основании проведенных расчетов получено, что при определенной толщине оксидного покрытия на поверхности стального контура

потоки железа и кислорода в свинцовый теплоноситель принимают нулевое значение, а при переходе через это значение меняют знак на противоположный. Причем, потоки железа и кислорода, в теплоноситель, имеют противоположное направление. Для случая первого контура БРЕСТ-300 толщина оксидного слоя, соответствующая нулевым значениям потоков железа и кислорода, при наличии на поверхности стали 16Х12ВМСФБР подслоя 0,1 мкм железо-хромистой шпинели ($\text{Fe}_{0,88}\text{Cr}_{0,12}\text{O}_4$), составляет около 20 мкм.

Представленные расчетные данные носят характер первого приближения. Дальнейшие работы в этом направлении должны включать исследования по уточнению фундаментальных закономерностей и констант, характеризующих массоперенос в системе сталь—примесь—тяжелый теплоноситель, усовершенствование соответствующих физических и математических моделей и расчетных методик, а также последующую верификацию расчетных кодов.

«НПВ» — эффект и ядерная энергетика (на примере реакторов типа ВВЭР-PWR)

*Александров А.Б., Бабушкин А.В., Дробяз А.И., Локтев И.И.,
ОАО «Новосибирский завод Химконцентратов»; Белозеров И.М.,
Волощук А.В., Островский Ю.В., ОАО «Новосибирский «ВНИПИЭТ»*

Широко известно, что в свободном состоянии (т.е. вне ядер атомов) нейтрон «n» радиоактивен, разлагаясь с периодом полураспада $T_{1/2} = 13 \div 16$ минут на протон «p⁺» и электрон «e⁻» и выделяя при этом энергию (в виде антинейтрино « $\bar{\nu}$ ») в количестве 0,785 Мэв ($n \rightarrow p^+ + e^- + \bar{\nu}$). С физико-химической точки зрения протон «p⁺» является катионом водорода «H⁺», который, взаимодействуя с электроном «e⁻» из окружающей среды, преобразуется в химически чрезвычайно активный атомарный водород «H», являющийся сильнейшим восстановителем. Возможна и последующая рекомбинация двух атомов водорода в молекулярную форму «H₂». Находясь в любом из этих трех состояний, «НПВ» преобразовался (Нейтрон→Протон→Водород), водород взаимодействует с окружающей средой, вызывая изменение отдельных её свойств и даже образуя другие химические соединения. Крайне существенно и чрезвычайно значительное разуплотнение вещества, происходящее в «НПВ» - процессе, т.к. радиус иона водорода в ≈ 200 тысяч раз больше радиуса нейтрона ($1,54 \times 10^{-8}$ см и $\sim 0,8 \times 10^{-13}$ см соответственно), а их объемные размеры различаются уже в $\approx 7 \times 10^{15}$ раз. Естественно, такое преобразование свободного нейтрона не может не отразиться на ряде свойств окружающего вещества.

Легководные энергетические ядерные реакторы типа ВВЭР-PWR являются одними из основных технологических аппаратов, в которых присутствуют колоссальные потоки свободных нейтронов (до $0,5 \div 1,0 \times 10^{14}$ н/см²х сек. и даже больше). Естественно, эффекты «НПВ»-преобразования не могут не присутствовать в активных зонах этих аппаратов и вблизи них. В газовой среде — это, в частности, выделение водорода в близлежащих помещениях, чреватое образованием в них «гремучей смеси». В жидкой среде водяного теплоносителя первого контура — это постоянное его закисление, требующее корректировки «рН» среды. Наибольший, как представляется, в основном негативный эффект от «НПВ»-процесса происходит в твердых материалах, «прозрачных» (как и жидкости) для нейтронов. Следствием этого процесса могут являться, в частности, эффекты гидрирования металлов (сплавов), керамических и других материалов; изменение геометрических размеров (как правило, «распухание») изделий; изменение отдельных механических свойств, обусловленное гомогенным водородным «легированием» металлов (сплавов) и др.

Круг проявления «НПВ»-эффекта в ядерной технике в целом и энергетике в том числе представляется весьма обширным.

Для оперативного получения максимального результата от учета «НПВ»-эффекта и обеспечения конкурентных преимуществ для ОАО «Концерн Росэнергоатом» и Госкорпорации «Рос-атом» в целом в условиях существующей международной рыночной конкуренции представляется крайне целесообразным создание отдельного коллектива специалистов (прежде всего, физиков, материаловедов и технологов), обеспеченного всеми необходимыми ресурсами.

На первых порах для дальнейшей проработки этим коллективом некоторые предложения могли бы быть сделаны, в частности, и авторами данного доклада.

О корректировке водно-химического режима теплоносителя первого контура отечественных реакторов типа ВВЭР

Александров А.Б., Бабушкин А.В., Лях А.Г., Муратов Е.П., Потапенко В.И., ОАО «Новосибирский завод Химконцентратов»; Белозёров И.М., Волощук А.В., ОАО «Новосибирский «ВНИПИЭТ»; Крицкий В.Г., ОАО «Головной институт «ВНИПИЭТ»; Ляхов Н.З., Институт химии твердого тела и механохимии СО РАН; Магомедбеков Э.П., «ИМСЭН» при РХТУ им. Д.И. Менделеева; Семёнов А.А., ОАО «ВНИИНМ» им. А.А. Бочвара

Одним из главных промышленно применяемых способов регулирования реактивности легководных энергетических реакторов типа

ВВЭР-PWR является поглощение в их активной зоне избыточного количества тепловых нейтронов (ТН) изотопом «бор-10», имеющим сечение поглощения $\sigma_a = 3900$ барн и вводимым в теплоноситель первого контура (ТНПК) – воду в виде ортоборной кислоты (ОБК) H_3BO_3 природного изотопного состава. При этом для снижения коррозионной активности ОБК в ТНПК вводят гидроксиды щелочных металлов и аммония. Согласно официальным данным, опубликованным в 2005 году в энциклопедии «Машиностроение ядерной техники» (кн.1, стр.371), в отечественных реакторах типа ВВЭР для этого используют гидроксид калия (КОН) с добавкой гидроксида аммония (NH_4OH), тогда как в реакторах западного дизайна типа PWR в США, Германии, Японии, Франции для этих же целей используют исключительно гидроксид изотопа «литий-7», производимый для них в значительной мере в ОАО «НЗХК».

Нельзя не отметить, что в обоих типах реакторов при поглощении ТН изотопом ^{10}B протекает реакция $^{10}B(n, \alpha)^7Li$, по которой вместо изотопа «бор-10» в ТНПК образуется эквивалентное количество техногенного изотопа «литий-7», природный «брат» которого уже имеется в ТНПК реакторов типа PWR. В реакторах же типа ВВЭР в дополнение к указанной реакции с изотопом ^{10}B при взаимодействии ТН с вводимыми в ТНПК атомами калия и аммонийного азота параллельно протекают (хотя и с меньшими значениями « σ ») процессы, приводящие к образованию техногенных биологически активных долгоживущих радиоактивных изотопов «калий-40» и «углерод-14», являющихся излучателями β -частиц с энергиями излучения 1,325 Мэв (для ^{40}K , период полураспада $T_{1/2} = 1,42$ миллиарда лет) и 155 кэв (для ^{14}C , $T_{1/2} = 5568$ лет), многократно превосходящих по обоим указанным негативным показателям широко известный биоактивный сверхтяжелый изотоп водорода - тритий (энергия β -частиц 18 кэв, $T_{1/2} = 12,46$ года).

Несомненно, что данный серьезный недостаток – непрерывная генерация в процессе эксплуатации биоактивных высокоэнергетичных долгоживущих радиоактивных изотопов – не может не отразиться негативно на имидже отечественных реакторов типа ВВЭР в сравнении их на мировом рынке с реакторами PWR западного дизайна, принципиально лишенных этого недостатка. Учитывая неизбежное образование техногенного изотопа «литий-7» в ТНПК любых легководных реакторов, представляется необходимой постановка вопроса об оперативной корректировке ВХР отечественных реакторов с исключением из него соединений калия и азота. Детальное научно-техническое исследование и обоснование этой корректировки должно быть выполнено соответствующими компетентными организациями отрасли. Нельзя не отметить, что ОАО «НЗХК» уже сегодня располагает необходимыми

технологиями и мощностями по производству гидроксида изотопа «литий-7» для обеспечения перевода на откорректированный ВХР и всех отечественных реакторов типа ВВЭР.

Разработка интенсификаторов теплообмена для ТВС ВВЭР

Васильченко И.Н., Кушманов С.А., Махин В.М., Вялицын В.В., Мальчевский Д.В., ОАО «ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

На начальном этапе разработки были проанализированы известные отечественные и зарубежные решения по интенсификаторам теплообмена. В результате была разработана масса различных принципиальных конструкций перемешивающих решеток. В силу значительной сложности изготовления было решено отказаться от вариантов перемешивающих решеток из пластин и с консольными дефлекторами, а дальнейшее развитие получили варианты, изготавливаемые аналогично дистанционирующим решеткам – из отдельных ячеек, скрепленных между собой контактной точечной сваркой. Подобные решетки обладают следующими преимуществами:

- простота изготовления как отдельных ячеек, так и всей решетки в целом;
- малая номенклатура деталей;
- низкое гидравлическое сопротивление;
- своё служебное назначение (перемешивание и турбулизация потока теплоносителя) может выполнять вся поверхность перемешивающей решетки, а не только отдельные элементы.

Производством ОАО «НЗХК» освоено три типа перемешивающих решеток, с двумя из которых выполнен значительный объем расчетно-экспериментального обоснования. Также разработаны различные типы сотовых перемешивающих решеток, обеспечивающих направленные перетоки теплоносителя между рядами тепловыделяющих элементов (решетки типа «Сектор», «Прогонка»).

Наиболее эффективной, на настоящий момент, показала себя сотовая перемешивающая решетка «вихревого» типа, основное служебное назначение которой - турбулизация потока теплоносителя. По сравнению с аналогичным пучком без перемешивающих решеток, прирост критического теплового потока в экспериментах составил от 10 до 30 % при равномерном по высоте профиле тепловыделения и более 40 % при неравномерном по высоте профиле тепловыделения (с максимумом в средней части). Эксперименты с данной решеткой продолжаются.

Для учета влияния перемешивающих решеток типа «Вихрь» предложена поправочная функция к базовой корреляции ОКБ

«ГИДРОПРЕСС» для критических тепловых потоков, зависящая от гидравлического сопротивления перемешивающей решетки, места ее установки и режимных параметров.

Для подтверждения ресурсных характеристик ТВС с сотовыми перемешивающими решетками в 2010 году шесть ТВС-2М с перемешивающими решетками будут установлены на опытно-промышленную эксплуатацию на блоке №4 Балаковской АЭС.

Нейтронно-физические особенности быстрого канального реактора БКЭР, охлаждаемого водой СКД

*Баринов С.В., Вуков В.К., Гмырко В.Е., Гроздов И.И., Черепнин Ю.С.,
ФГУП НИКИЭТ им. Н.А. Доллежалея*

Предложена концепция канального реактора БКЭР, позволяющая обеспечить быстрый спектр нейтронов в сочетании с водяным охлаждением и воспроизводством ядерного горючего при достижении необходимого уровня безопасности. В основу концепции положены подход и основные решения для реализации принципа “естественной безопасности. Описанный подход позволяет рассмотреть АЭС с одно-контурным, прямоточным реактором, охлаждаемым водой сверхкритических параметров с КПД энергоблока на уровне 45%.

Предлагаемая концепция опирается на следующие основные положения:

- обеспечение КВ больше или равного единице;
- разработка конструкции активной зоны с плотной, ураноемкой решеткой;
- применение твэлов, охлаждающихся теплоносителем изнутри;
- использование топлива дисперсионного типа (керамико-металлического) по технологии НПО «Луч»;
- минимизация доли воды и технологических пустот в пределах активной зоны.

Проект БКЭР ориентирован на замкнутый топливный цикл с использованием смешанного уран-плутониевого топлива. Рассматривается возможность использования двух вариантов кермета, отличающихся матрицей: $(UPu)O_2 + CuMg$ и $(UPu)O_2 + Cr$.

В докладе рассмотрены нейтронно-физические особенности такого реактора. В частности, зависимость КВ и эффекта реактивности при нормальном расхолаживании от обогащения топлива стартовой загрузки, изменение реактивности от разогрева зоны, эффекты реактивности холодного и горячего реактора при заливе РП водой, влияние на реактивность изменения загрузки микротоплива и матричного материала в составе топливной композиции твэла.

Выбрано обогащение топлива для двух вариантов стартовой загрузки. Показана возможность профилирования размножающих свойств по пространству активной зоны без применения различного обогащения в зонах профилирования, что упрощает задачу изготовления топливной загрузки в условиях замкнутого топливного цикла.

Определены запасы, эффекты и коэффициенты реактивности стартовой загрузки. Проведено сравнение основных нейтронно-физических характеристик стартовых загрузок реакторов БКЭР-300 и БРЕСТ-ОД-300.

Сухая система геллера — система непрямого охлаждения с башенными градирнями для энергоблоков мощностью 1000-1200 МВт

Вишняков С.В., ООО «ПИИ «Экодельта»

Применение сухих градирен означает предотвращение антропогенных парниковых паро-влажностных выбросов в атмосферу и, в отличие от станций, работающих на углеводородном топливе, сводит к нулю негативное экологическое воздействие АЭС на окружающую среду.

Опыт работы Венгерских сухих охладителей ФОРГО на Билибинской АЭС с середины 70-х годов XX века, позволил разработать конструкцию зимних **водо-воздушных охладительных секций**, работающих в комплексе с сухой башенной градирней, что обеспечивает надежную работу, дренирование и заполнение теплообменников даже при минусовых температурах -30°C и ниже.

Благодаря тому, что контакт трубки с ребром обеспечивается уникальным способом, а основным конструкционным материалом теплообменников ФОРГО, является чистый алюминий, нержавеющая труба — алюминиевое ребро, теплообменники обладают самыми высокими теплопередающими свойствами.

Охладительные элементы обладают высокой ремонтопригодностью, что выражается в относительной простоте ремонта и замены теплообменных трубок, монтируемых без сварки.

Возможность применения смешивающих конденсаторов при использовании сухих градирен обеспечивает снижение температурного напора в конденсаторе до $0,1-1,0^{\circ}\text{C}$ (для поверхностных конденсаторов — $3-4^{\circ}\text{C}$). Это позволяет при прочих равных условиях поддерживать более глубокий вакуум в смешивающих конденсаторах по сравнению с поверхностными.

Применение сплошного плоского оребрения теплообменных трубок охладительных дельт СИСТЕМЫ ГЕЛЛЕРА, в отличие от широко применяемых спирально навитых теплообменных поверхностей, обе-

спечивает как увеличение интервалов между очистками (отмывками) охладительных дельт, так и легкость их отмывки с применением специального автоматического моющего оборудования.

По данным на 2002 год 80% или около 16 000 МВт сухого непрямого охлаждения в энергетике различных стран мира составляло сухое охлаждение с использованием СИСТЕМЫ ГЕЛЛЕРА. К настоящему времени эта величина достигла 22 000 МВт. При этом фирма GEA-EGI (Венгрия), которая является изготовителем охладительных дельт и основным поставщиком элементов сухих градирен СИСТЕМЫ ГЕЛЛЕРА, обеспечила пуск таких градирен в безводных районах Ирака, Турции, Италии, Сирии. В 2007 году пущен в эксплуатацию энергоблок мощностью 600 МВт на угольной ГРЭС в провинции Яангшень (Китай), который оборудован сухой градирней. Разработан и реализуется проект сухих башенных градирен для угольного энергоблока мощностью 1000 МВт в китайской провинции Бауджи.

Разработано технико-коммерческое предложение для сухой системы охлаждения проекта АЭС 2006, АЭС 2010.

Концептуальное предложение быстрого канального энергетического реактора БКЭР, охлаждаемого водой СКД

Баринов С.В., Викулов В.К., Гмырко В.Е., Гроздов И.И., Петров А.А., ФГУП НИКИЭТ им. Н.А. Доллежалея

Предложена концепция реакторной установки, работающей на быстром спектре нейтронов, опирающаяся на следующие основные положения:

- работа с коэффициентом воспроизводства превосходящем единицу;
- применение твэлов кольцевого типа, охлаждающихся теплоносителем изнутри;
- разработка конструкции активной зоны с плотной, ураноемкой решеткой.
- минимизация пустот в пределах активной зоны;
- использование топлива дисперсионного типа керамико-металлического (керметного);

Активная зона содержит в основном тепловыделяющие элементы, располагаясь в изолированном реакторном пространстве, вентилируемом либо химически пассивным, либо инертным газом (аргон, азот и пр.). Применение трубчатых твэлов накладывает определенные ограничения на конструкцию ТВС и исключает возможность перегрузки топлива на работающем реакторе.

В рассматриваемой концепции предлагается использовать одноконтурную, прямоточную схему охлаждения реактора водой сверхкритических параметров. Повышение давления теплоносителя имеет целью повысить КПД АЭС до 45%, что существенно повышает экономические показатели энергоблока, сокращает удельные капиталовложения в оборудование, монтаж и строительство, улучшает топливоиспользование реактора. Настоящая концепция опирается на освоенный ряд турбоагрегатов СКД мощностью от 300 до 1200 МВт.

Существенным является достижение таких нейтронно-физических характеристик реакторной установки, при которых коэффициент воспроизводства будет несколько больше единицы. При этом обеспечивается минимальная доля пустот, что позволяет не только добиться требуемого значения коэффициента воспроизводства, но и обеспечивает должный уровень безопасности установки за счет ограничения эффекта залива реактора водой.

Выполнены проработки основных схемных решений, определены состав и характер работы систем нормальной эксплуатации и систем безопасности.

Особенности определения сейсмичности площадок АЭС

*Лопанчук А.А., Евсеев А.В., Проектно-конструкторский филиал
ОАО «Концерн Росэнергоатом»*

Сейсмостойкость АЭС является важным фактором обеспечивающим надёжную работу АЭС в процессе эксплуатации. На стадиях проектирования и эксплуатации проводятся работы по определению параметров сейсмического воздействия на АЭС. Для этого используются нормативные документы в этой области как отечественные так и зарубежные (рекомендации МАГАТЭ).

Для вновь проектируемых энергоблоков действующие нормативные документы независимо от реальной сейсмичности площадки требуют принимать сейсмическое ускорение уровня МРЗ не ниже $0,1g$ ($\sim 1,0 \text{ м/с}^2$), что соответствует 7-и баллам по шкале MSK-64. Многие действующие энергоблоки были спроектированы до введения новых нормативных документов на основе обще строительных норм.

ОАО «Концерн Росэнергоатом» постоянно ведёт работу по повышению сейсмостойкости действующих энергоблоков, построенных по проектам прошлых лет (энергоблоки типа РБМК-1000, ВВЭР-440 и др.). Значительные объёмы работ выполнены на Ленинградской АЭС, Курской АЭС, Билибинской АЭС и др. станциях. Эти работы включают усиление строительных конструкции и замену не сейсмостойкого оборудования сейсмостойким. Вопрос об объёме и сроках проведения

мероприятий по приведению энергоблоков, построенных по проектам прошлых лет, в соответствие с новыми требованиями решается на основе взаимодействия ОАО «Концерн Росэнергоатом» с надзорными органами с учётом влияния конкретного энергоблока на безопасность персонала, населения и окружающей среды.

Важнейшим ресурсом сейсмостойкости энергоблоков, построенных по проектам прошлых лет, является то, что все они размещены в районах со слабой и весьма слабой сейсмичностью, в основном на Восточно-Европейской платформе. В соответствии с ныне действующим СНиП II-7-81* предварительная оценка сейсмичности площадок должна выполняться по картам Общего сейсмического районирования России ОСР-97. На последующих стадиях уточнение сейсмичности должно проводиться на основе изысканий в районе размещения АЭС.

Различие имеющихся оценок сейсмичности связано с низким уровнем сейсмического излучения на Восточно-Европейской платформе. В связи с этим для повышения надёжности оценок сейсмичности площадок АЭС необходимо проводить на них сейсмический мониторинг с установкой на площадках сейсмостанций, записью реальных сейсмических сигналов и их обработкой. Требование о проведении такого мониторинга содержится в НП 031-01.

Динамические испытания необходимо отметить, что соответствующие нормативные требования НП 064-05 распространяются только на вновь проектируемые энергоблоки. Тем не менее концерном «Росэнергоатом» проводится определённая работа по организации натурных динамических испытаний ответственных элементов АЭС также и на действующих энергоблоках. На 3-м и 4-м энергоблоках Нововоронежской АЭС Проектно-конструкторским филиалом концерна совместно с Московским государственным строительным университетом было проведено определение натурных частот и форм колебаний главного корпуса методом анализа естественных микроколебаний конструкций. Аналогичная работа была выполнена на защитной оболочке энергоблока 1 Калининской АЭС.

Моделирование поведения азрозолей в контейнменте при протекании тяжелых аварий на АЭС

*Безлепкин В.В., Ивков И.М., Семашко С.Е., Затевахин М.А.,
Игнатъев А.А., ОАО «СПб АЭП»*

Контейнмент современных АЭС является последним барьером на пути распространения радиоактивных продуктов в окружающую среду в случае возникновения аварийных ситуаций на реакторной установке.

Протекание запроектных аварий с тяжелым повреждением активной зоны характеризуется выбросом большого количества радиоактивных материалов в первый контур и, далее, в объем контейнмента. Основная масса продуктов деления поступает в объем контейнмента в виде радиоактивных аэрозолей, утечка которых из объема контейнмента в существенной мере определяет последствия тяжелой аварии.

Эффективность различных механизмов выведения аэрозолей определяется, в основном, размерами и массой частиц. Это обстоятельство определяет необходимость моделирования динамики многокомпонентных аэрозолей с учетом эффектов коагуляции, изменения их состава и массы вследствие конденсации/испарения и растворения газообразных компонентов, а также осаждения частиц на различные поверхности.

В настоящей работе рассматривается блок аэрозольной кинетики, основанный на численном решении кинетических уравнений конденсации/коагуляции и предназначенный для моделирования поведения аэрозолей в составе теплогидравлических кодов различной размерности, что позволяет получать детальную информацию о распределении масс различных компонентов по частицам различных размеров в помещениях контейнмента при протекании тяжелых аварий.

Применение принципа агрегатно-модульной компоновки на примере создания машины перегрузочной энергоблока №1 НВАЭС-2 с управляющей системой нового поколения

Кобелев А.М., Жильников Д.В., Ефремов С.М., Пинчук М.Э., Марченко С.А., ОАО «ВНИИАМ»; Коробкин В.В., НИИ МВС ЮФУ

В настоящее время Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» (Госкорпорация «Росатом») ведёт полномасштабные работы по созданию конкурентоспособных энергоблоков АЭС, отвечающих требованиям МАГАТЭ и современному уровню развития науки и техники. Это, в свою очередь, определяет необходимость создания современных систем транспортировки и перегрузки ядерного топлива.

Изготовление и эксплуатация серийных машин перегрузочных (МП), начиная с 1982 года, выявили ряд существенных недостатков в их конструкции.

При глубоком анализе и проработке конструкции деталей и узлов машины специалисты и учёные ОАО «ВНИИАМ» пришли к заключению о возможности снижения массы подвижной части МП на 24...26 тонн, что составляет 40...45% металлоемкости машины базового проекта. При этом снижение трудоемкости изготовления, сборки, транспор-

тировки и монтажа достигнет, ориентировочно, 35–40%. Ожидаемое снижение себестоимости, соответственно, может составить до 40%.

Предложенная в проекте МП АЭС-2006 модульная конструкция позволит организовать изготовление отдельных узлов и агрегатов машины на основе кооперированного производства на нескольких предприятиях, с максимальным использованием технологических возможностей каждого из них, сделать производство машин гибким и высокорентабельным. При модульном принципе построения конструкций улучшаются не только условия изготовления, но и условия транспортировки изделий на площадку строящейся АЭС, существенно упрощается их монтаж и наладка, а также улучшаются показатели ремонтопригодности в условиях эксплуатации на АЭС.

Модульный принцип построения конструкции закладываются на стадии разработки технического проекта, и обеспечивает высокие показатели ремонтопригодности МП, что в свою очередь позволит сократить время восстановления после отказа и увеличить КИУМ.

Также в проекте МП НВАЭС-2 специалистами ОАО «ВНИИАМ» и НИИ МВС ЮФУ, разработан алгоритм создания управляющей системы МП (УСМП), позволяющий исключить несогласованные действия в период проектирования и изготовления системы и избежать дополнительных издержек.

Внедрение нового подхода к созданию УСМП позволит на ранних стадиях проектирования выявлять проблемы адаптивности «верхнего» и «нижнего» уровней. Это позволит сократить производственные издержки и сроки создания УСМП и машины, в целом, повысить качество и надёжность выпускаемых изделий.

Отдельные конструктивные особенности МП требуют, в свою очередь, комплексного подхода к процессу создания машины перегрузочной, как единой составной части системы обращения с ядерным топливом.

Приведенный порядок работ может стать основой для создания не только применительно к МП, но и для другого наукоёмкого транспортно-технологического и грузоподъемного оборудования, например, специальных кранов, перегружателей, транспортирующих передаточных тележек, шлюзов и т. д., эксплуатируемых на ОИАЭ в условиях жёстко контролируемых технологических регламентов.

Нейросетевая система диагностики и поддержки принятия решений

Коробкин В.В., Коровин Я.С., НИИ МВС ЮФУ

Одним из перспективных направлений диагностики оборудования является создание нейросетевых систем диагностики и поддержки при-

нения решения, особенно в тех критичных областях, где функционирование технологических объектов или протекание производственных процессов происходит в нечетких, трудно формализуемых условиях и сопряжено с большим риском, вредностью производственного процесса, опасностью катастроф и т.д.

Нейросетевая обработка есть не что иное как сопоставление шаблонов (классов, типов ситуаций, профилей, сформированных в результате обучения). Сопоставление шаблонов позволяет свести к минимуму время обработки информации при хорошем качестве классификации состояний, уменьшить нагрузку на вычислительные ресурсы и значительно повысить быстродействие, поскольку при этом методе не требуется выполнять тысячи различных процедур сравнения, на порядок уменьшено количество обращений к дисковой памяти.

Такая система облегчает труд оператора, в чьи обязанности входит непосредственный контроль работоспособности технологического оборудования. Это особенно актуально в тяжелых климатических или производственных условиях, а также при условии «информационного вала», при котором оператор просто физически не успевает зрительно отследить весь поток данных, приходящих ему на пульт по каналам телеметрии и оценить возможные последствия отказа или **предаварийного** состояния объекта управления, или комплекса технологического оборудования.

Нейросетевая система диагностики и поддержки принятия решения выявляет отклонения в работе технологического оборудования и предупреждает о возможном наступлении неисправности, оценивая возможные последствия отказов. **Итоговое решение принимает человек.**

Универсальность и многофункциональность данной технологии заключается в том, что единственным необходимым мероприятием, необходимым для внедрения такой системы на конкретном объекте - это обучение на исторических данных о работе оборудования (или процессе) без каких-либо модификаций программного обеспечения. При этом имеется уникальная возможность переноса «опыта» на другую аналогичную систему диагностики на другом объекте без переобучения.

В настоящее время такие системы применяются космической, металлургической, нефтегазодобывающей отрасли и на транспорте.

О необходимости комплексной оптимизации низкопотенциальной части турбоустановок АЭС

Кругликов П.А., Смолкин Ю.В., ОАО «НПО ЦКТИ» им.И.И.Ползунова

В последние годы наблюдается тенденция значительного роста капитальных затрат на АЭС. Для условий Евросоюза затраты на сооружение АЭС оцениваются уже величиной порядка 3000 евро/кВт.

Необходимость оптимизации параметров низкопотенциальной части (НПЧ) турбоустановок АЭС, включающей конденсатор турбины, башенную испарительную градирню (или пруд-охладитель), насосную и водоводы обуславливается, как большой стоимостью этих элементов (для АЭС – 2006 превышает 100 млн. долларов), так и значительным влиянием их на электрическую мощность. Применительно к климатическим условиям ЛАЭС была рассмотрена модель комплексной оптимизации НПЧ турбоустановки К -1200. Конечной целью оптимизации параметров НПЧ турбоустановки являлось определение: расчетного расхода охлаждающей воды;

поверхности теплообмена конденсатора; площади испарительной градирни; эксплуатационного расхода охлаждающей воды.

Анализ выполнялся применительно к турбоустановке К-1200 - 6,8/3000 с учетом ее работы в летний и отопительный периоды. Расчеты показали, что оптимальный расчетный расход охлаждающей воды через конденсатор турбоустановки составляет 150000 м³/час (для первой очереди ЛАЭС – II было принято 170000 м³/час). Увеличение электрической мощности нетто в летний период составляет 2,8 МВт. В отопительном периоде для турбоустановки К-1200-6,8/3000 целесообразно снижать расход охлаждающей воды, по крайней мере, до 120000 м³/час. При этом увеличение электрической мощности нетто по отношению к исходному варианту составляет 5,8 МВт для конденсационного режима и 5,5 МВт для теплофикационного. В настоящее время для первой очереди ЛАЭС заказаны центробежные циркуляционные насосы 1600В-10/40, включаемые по блочной схеме. При этом предусмотрены приводные односкоростные электродвигатели, что не позволяет регулировать расход охлаждающей воды в течение года. Исследования показали, что суммарный потенциал увеличения отпуска электроэнергии за счет снижения расчетного расхода охлаждающей воды и регулирования его в течение года составит около 38 млн. кВт/ч. (экономический эффект 75 млн. руб. в год).

Применительно к конструкции конденсатора турбоустановки К-1200-6,8/3000 проведенные исследования показали, что оптимальными характеристиками поверхности теплообмена конденсатора являются: геометрическая длина теплообменных трубок – 13,5÷14м.; число теплообменных трубок - 77000÷80000.; поверхность теплообмена - 90800÷98000 м². В настоящее время в проекте турбоустановки К-1200-6,8/3000 предусмотрен конденсатор с поверхностью теплообмена 101100 м². Экономический эффект оптимизации поверхности теплообмена конденсатора оценивается в 2,2÷3,0 млн. руб. в год.

Сопоставление спроектированных отечественных вариантов башенных испарительных градирен для проекта «ЛАЭС-II»: 2 x 10000

м², 1 х 14170 м², 1 х 10000 м² приводит к значительному эффекту применения варианта 1 х 14170 м² по сравнению с применением как двух градирен с площадью орошения $F_{\text{ор}} = 10000 \text{ м}^2$, так и одной градири с $F_{\text{ор}} = 10000 \text{ м}^2$. В первом случае экономический эффект составляет 153 млн. руб./год, а во втором — 213 млн. руб./год. Использование одной градири с площадью орошения 14170 м² обеспечивает значительное уменьшение капитальных затрат — 1315 млн. руб. (на один энергоблок). Таким образом, принятые для блоков первой очереди ЛАЭС-II технические решения могут быть существенно улучшены для последующих блоков.

Формирование совместимых с нитридным топливом самоорганизующихся защитных покрытий на сталях

Орлова Е.А., ГНЦ РФ-ФЭИ имени А.И. Лейпунского

В ядерных энергетических установках с быстрым реактором нового поколения с внутренне присущей безопасностью для отвода тепла выбран химически и радиационно-малоактивный высококипящий свинец. Твэлы состоят из топливных элементов — таблеток, изготовленных из нитрида урана и плутония, оболочки из стали 16X12ВМСФБР и разделяющего топливо и оболочку зазора, заполненного жидким металлом. Твэлы с нитридным топливом имеют некоторые преимущества по сравнению с моделями, используемыми в других установках. Жидкометаллический внутритвэльный подслои позволяет снизить температуру нитридного топлива до уровня, обеспечивающего его надежную работу при глубоком выгорании с низким распуханием и низким газовыделением.

Для снижения взаимодействия внутритвэльного подслоя с оболочкой твэла в настоящем докладе предложен способ формирования на поверхности стали самоорганизующегося защитного покрытия нитрида циркония в эвтектике на основе свинца с содержанием 2,25 % магния и до 0,2 % циркония по массе. При этом обеспечивается самозалечивание случайных повреждений покрытия.

Испытания образцов сталей феррито-мартенситного и аустенитного классов проводили в молибденовых ампулах с открытой верхней поверхностью, в герметичных ампулах из стали с давлением азота над расплавом 0,1-0,3 МПа и выдержкой при 823-1000 К длительностью до 500 ч.

Проведены испытания сталей 16X12ВМСФБР и X13M2C2 в конвекционный петле из стали X13M2C2 с длиной тракта 3,5 м, содержащей свинцово-магнийевый сплав эвтектического состава, при давлении азота в дыхательном баке 0,13 МПа. Образцы сталей испытывали в

течение 1000 ч при температуре 813, 873, 923 К и скорости конвекции сплава 0,16 см/с. После испытаний образцы стали очищали от сплава растворением его компонентов в натрии при 573–623 К в течение 1–5 ч. Результаты гравиметрического анализа более 160 образцов сталей, испытанных в свинцово-магниево-эвтектике в присутствии циркония под давлением азота над расплавом 0,1–0,3 МПа при температуре 823–1023 К показали отсутствие изменения массы образцов в пределах точности гравиметрии. На поверхности сталей зарегистрировано соединение ZrN (ZrC).

Макеты твэлов с сердечником из нитрида урана, теплопередающим подслоем из свинцово-магниевого сплава эвтектического состава и покрытием из нитрида циркония на внутренней стороне оболочки из стали 16X12BMCFB испытывали при 973 К в течение 5700 ч. После испытаний на внутренней стороне оболочки металлографическим анализом не наблюдали коррозионного повреждения, микрорентгеноспектральным анализом обнаружен цирконий и не отмечено перераспределения компонентов стали.

Таким образом, коррозионное повреждение отсутствовало в ампульных длительностью до 500 ч при температуре до 1023 К и петлевых длительностью до 1000 ч при 813–923 К испытаниях сталей 16X12BMCFB и X13M2C2 в эвтектическом сплаве Pb–Mg, а также в макете твэла с Pb–Mg подслоем, испытанном при 973 К в течение 5700 ч, что указывает на возможность антикоррозионной защиты поверхности сталей при ресурсе ТВС 35000 ч.

Управляющая система безопасности по технологическим параметрам энергоблока №4 Калининской АЭС

*Прозоровский Е.Д., Мирославлев Е.В., Саков И.А., Чельшев А.А.,
ЗАО «Нуклеарконтроль»*

Для инициирования действия систем безопасности, контроля и управления технологическим оборудованием систем безопасности в процессе выполнения ими заданных функций на энергоблоке №4 Калининской АЭС предусматривается управляющая система безопасности по технологическим параметрам – УСБТ.

В качестве базовых программно-технических средств для построения УСБТ энергоблока применен комплекс средств автоматизации (КСА) ТПТС, выпускаемый ФГУП ВНИИА им. Н.Л. Духова.

ЗАО «Нуклеарконтроль», являющееся разработчиком ПТК УСБТ, разработало техническое задание на УСБТ, разделы УСБТ в составе технического проекта АСУТП и задание заводу на изготовление ПТК УСБТ, приняло участие в программировании и тестировании ПТК.

УСБТ энергоблока №4 Калининской АЭС является дальнейшим развитием УСБТ энергоблока №3 этой АЭС, на котором УСБТ была разделена на две части: иницирующую (УСБИ), выполненную на средствах жесткой логики и исполнительную, выполненную на КСА ТПТС. Высокая надежность и отработанность КСА ТПТС позволили аттестовать эту аппаратуру и инструментальные средства проектирования для применения в управляющих системах безопасности, что создало предпосылки для выполнения УСБТ энергоблока №4 полностью на одних средствах и в иницирующей и в исполнительной частях. Так организованы два канала УСБТ, а один, исходя из принципа разнообразия, выполнен с иницирующей частью на средствах жесткой логики.

В реализованной на КСА ТПТС схеме канала защит безопасности (приведена в докладе) входные аналоговые сигналы по измеряемым параметрам (давлению, температуре и т.п.) от трех датчиков А, В, С поступают каждый в свой модуль ввода и обработки аналоговых сигналов ТПТС52-2.1722 или ТПТС52-2.1731, где происходит их обработка, преобразование в цифровую форму и сравнение с уставками. Иницирующие сигналы через коммуникационный модуль ЦМ-СБ (ТПТС52-2.1336) по кольцу связи внутри канала УСБТ поступают в два расположенных в разных стойках идентичных модуля обработки двоичных сигналов ТПТС52-2.1723, в каждом из которых формируются сигналы по схеме «2 из 3» на запуск канала по алгоритмам защит безопасности. Сигналы управления из одного модуля по внутренней шине через модуль ЦМ-СБ поступают в расположенный в этой стойке модуль индивидуального управления исполнительными механизмами СБ ТПТС52-2.1717. В этот же модуль по проводной связи поступает сигнал управления из другой стойки от второго модуля ТПТС52-2.1723, при этом выходные команды на исполнительные механизмы СБ в модуле ТПТС52-2.1717 формируются по схеме «1 из 2».

Расчеты надежности УСБТ, выполненные «Институтом проблем управления» РАН, подтвердили достижение заданных ТЗ показателей.

Преимуществами выполнения каналов УСБТ на единых цифровых средствах являются:

- значительное сокращение количества оборудования;
- сокращение количества электрических связей;
- единая сквозная диагностика;
- упрощение процедур внесения изменений;
- высокая информативность.

УСБТ энергоблока №4 Калининской АЭС, выполненная на КСА ТПТС, является альтернативой УСБТ выполняемых по импортным технологиям.

Расчетно-экспериментальное моделирование процессов в контейнменте при наличии пассивной системы СПОТ 30

*Безлепкин В.В., Затевахин М.А., Семашко С.Е., Симакова О.И.,
Ивков И.М., ОАО «СПбАЭП»*

В проекте АЭС-2006 для площадки второй очереди Ленинградской АЭС предусмотрена система пассивного отвода тепла из-под защитной оболочки (СПОТ 30). Она относится к техническим средствам преодоления запроектных аварий и предназначена для длительного отвода тепла к конечному поглотителю при авариях, связанных с течами теплоносителя и отказом спринклерной системы, включая аварии с тяжелым повреждением активной зоны.

Система пассивного отвода тепла из-под защитной оболочки включает в себя теплообменники-конденсаторы, расположенные в верхней части ее объема и связанные трубопроводами с баками аварийного отвода тепла (БАОТ). При условиях нормальной эксплуатации система находится в режиме ожидания. При авариях, сопровождающихся поступлением пара и ростом температуры, отводится тепло к пассивным конденсаторам за счет конденсации пара и естественной конвекции парогазовой среды. При этом отводится тепло от теплообменников-конденсаторов в баки аварийного отвода пассивным способом за счет естественной циркуляции двухфазного теплоносителя в специально организованном контуре.

В данной статье рассмотрены вопросы моделирования работы пассивных конденсаторов на основе численного решения трехмерных уравнений гидродинамики. Рассмотрены вопросы, связанные с корректным моделированием процессов турбулентного переноса в условиях свободной конвекции. Предложена модель поверхностной конденсации, учитывающая динамику пленки конденсата и условия тепломассообмена на ее поверхности. По результатам разрабатываются рекомендации для замыкающих соотношений, применяемых в точечных кодах, с помощью которых выполняются проектные обоснования пассивной системы СПОТ 30.

Водоподготовительные установки для АЭС — современные технические решения на основе интегральных мембранных технологий

Ситняковский Ю.А., ОАО «ВНИИАМ»

Качественно подготовленная подпиточная вода для АЭС позволяет сократить затраты на эксплуатацию водоподготовительного оборудования АЭС на 25-30%. Среди технологий обессоливания воды на АЭС

и ТЭС можно выделить три технологии: химическое обессоливание на ионитных фильтрах (ИО), термическое обессоливание на испарителях (ДОУ), мембранное обессоливание на обратноосмотических установках (УОО) и установках электродеионизации воды (ЭДИ).

На сегодня ИО является основной технологией, используемой на АЭС и ТЭС при обессоливании воды для котлов и реакторов. Обычно применяется 2-х или 3-х ступенчатая схема обессоливания с «Н» и «ОН» фильтрами и ФСД, которая позволяет получать глубоко обессоленную воду с электропроводимостью до 0,3 мкСм/см.

В некоторых случаях на ГРЭС и АЭС в составе обессоливающих установок предусматриваются ДОУ, недостатком которых является то, что в обессоленной воде сохраняется часть органики, содержащаяся в исходной воде, которая переходит в пар.

Обессоливание воды с применением ИО имеют «врожденный» недостаток. Исследования показали, что ни одна ступень ионитных фильтров ВПУ не может полностью задержать органические соединения, из природной воды. Органика, проходя в пароводяной тракт в область высоких температур, разрушается с образованием коррозионно-агрессивных соединений, вызывая преждевременный выход оборудования из строя.

Таким образом, ВПУ, основанные на применении только ионитных технологий обессоливания воды или ДОУ, не отвечают требованиям к качеству, необходимой для подпитки контуров блоков АЭС: удельная электропроводимость - менее 0,15 мкСм/см; органический углерод - менее 100 мкг/дм³; кремниевая кислота - 0,15 мкг/дм³.

ВПУ нового поколения строится следующим образом: механические осветлительные фильтры, задерживающие взвеси в исходной воде крупностью более ~ 200 мкм, осветление воды на ультрафильтрационных мембранах (УФ), обессоливание воды на обратноосмотических мембранах (УОО), финишное обессоливание воды на мембранных электродеионизационных аппаратах. ВПУ, включающая вышеуказанное оборудование, позволяет устойчиво получать воду с электропроводимостью не выше 0,15 мкСм/см. Кроме того, исследования показали, что на мембранах УОО происходит, практически, полное удаление органических примесей.

ОАО «ВНИИАМ» в России начал промышленное развитие и внедрение мембранного обессоливания воды в 1989г на первой отечественной обратноосмотической установке УОО-50 производительностью 50 м³/ч для ЗуЭТЭЦ (Донецкая область), а затем в 1997г. второй отечественной установки УОО-50А (50 м³/ч) для ТЭЦ-23 (г. Москва).

Осветление исходной воды на УФ — установках повышает срок службы установок УОО. Проведенные в ОАО «ВНИИАМ» исследова-

ния показали, что на УФ – мембранах цветность, мутность и окисляемость исходной воды может снижаться в несколько раз и гарантируется коллоидный индекс $SDI \leq 3,0$ (индекс плотности осадка воды).

Очистка сточных вод также может производиться мембранными биореакторами (МБР) на основе полуволоконных трубчатых или плоскопараллельных ультрафильтрационных мембран.

Таким образом, современное оборудование ВПУ позволяет создавать системы очистки природных и сточных вод на АЭС, основанные только на мембранных технологиях, обеспечивающих высокое качество обессоливания природных вод для подпитки контуров АЭС и очистки сточных вод.

Обеспечение водородной взрывозащиты в гермозоне атомной станции при ЗПА с помощью автокаталитических рекомбинаторов водорода типа FR

*Лош Норберт, Тараканов Е.Ю., AREVA NP GmbH, Германия;
ЗАО НПК Эллирон*

Система пассивных автокаталитических рекомбинаторов предназначена для снижения концентрации водорода в атмосфере гермообъема атомных станций во время и после аварии с потерей теплоносителя.

При аварии с потерей теплоносителя из первого контура может выделяться водород. Если не принимать контрмер, выделяющийся водород может привести к высокой концентрации легковоспламеняющихся газов в гермообъеме.

Рассматриваются следующие исходные события запроектных аварий:

- большая течь Ду850 с отказом насосов САОЗ ВД и НД;
- средняя течь Ду150 с отказом насосов САОЗ ВД и НД;
- малая течь Ду50 с отказом насосов САОЗ ВД и НД;
- длительное обесточивание АЭС с незапуском ДГ

Поступление водорода в гермообъем АЭС одновременно от всех источников возможно только при тяжелых авариях с потерей теплоносителя в ЗО. Поэтому для обоснования водородной пожаро-взрывобезопасности из представленного в проекте спектра анализируются аварии с максимальным выходом водорода.

Согласно пункт 2.1 (в) НП-040-02, водородная взрывозащита ... считается обеспеченной, если... при запроектных авариях детонация исключается, а дефлаграция ... не приводит к нарушению проектных функций локализирующих систем безопасности...

В свою очередь, определение в пункте 4 НП-040-02 разъясняет термин дефлаграция: взрыв водородсодержащей смеси в ограничен-

ном объеме, фронт реакции которого распространяется с дозвуковой скоростью...

Таким образом, согласно российским правилам, допускается переход работы рекомбинаторов в режим «мягкого» воспламенения, а исключить режим детонации при запроектных авариях можно избежать выбором необходимого количества ПКРВ, обладающих высокой производительностью. Такими рекомбинаторами являются, например, FR90.1-1500N производства AREBA NP.

Система ПКРВ имеет производительность, достаточную для ограничения существенного роста концентрации водорода даже в условиях тяжелых аварий.

Принцип работы ПКРВ типа FR основан на беспламенной каталитической реакции окисления водорода в среде кислорода — каталитическая рекомбинация водорода...

Системы контроля концентрации водородосодержащей смеси в герметичных помещениях атомных станций при ЗПА

*Лош Норберт, Тараканов Е.Ю., AREVA NP GmbH, Германия;
ЗАО НПК Эллитрон*

Система контроля концентрации водородосодержащей смеси в ГО атомных станций типа HERMETIS предназначена для автоматического непрерывного контроля состояния парогазовой смеси в защитной оболочке энергоблока (ГО) атомной станции в режиме ее нормальной эксплуатации, режимах с нарушением нормальных условий эксплуатации, аварийных режимах и при запроектных авариях.

HERMETIS состоит из двух независимых измерительных каналов контролирующих концентрацию водорода и кислорода в ГО атомной станции.

С помощью HERMETIS оперативному персоналу атомной станции предоставляется следующая информация:

- количество выделившегося водорода;
- концентрация водорода и пара;
- распределение водорода в ГО;
- возможная угроза возгорания водорода;
- эффективность снижения концентрации водорода с помощью Пассивных Автокаталитических Рекомбинаторов водорода (ПКРВ).

HERMETIS формирует сигналы на средства сигнализации для каждого из возможных режимов горения (дефлаграция, детонация)

Эта информация в сочетании с работой локализирующих систем безопасности атомной станции используется для управления аварийными ситуациями (в том числе запроектными авариями).

С целью надёжной работы СККВ и предоставления информации в режиме запроектных аварий в конструкции HERMETIS реализовано:

- Радиационная стойкость > 5000 кГрэй;
- Мониторинг концентрации водорода до 30% объемных;
- Мониторинг концентрации пара 30-70% объемных;
- Работоспособность при температуре до 250°С и больше.

HERMETIS измеряет концентрацию водорода и пара в каждой отдельной точке сбора микропроб. Концентрация кислорода вычисляется расчетным путем.

Пределы измерений HERMETIS от 0 до 30 объемных процентов водорода (точность +/-5% от области измерения) и 30-70 объемных процентов пара (точность +/-5 объемных процентов).

Система состоит из двух независимых измерительных каналов (комплектов), в каждом из которых:

- 6 газоотборников (микропробоотборников);
- 6 капиллярных трубок для взятия проб, устанавливаемых в защитной оболочке (дополнительно одна линия рециркуляции);
- Линия трубных пучков из 6 капиллярных трубок с наружным обогревом (+ одна не обогреваемая линия рециркуляции);
- Измерительный модуль (с каждым поставляются 2 модуля анализа концентрации водорода, 2 модуля анализа концентрации пара и модуль рециркуляции)
- Местный шкаф (пульт) управления HERMETIS.

Парогенератор для РУ БН-1200. Оптимизация конструкции

*Трунов Н.Б., Смирнов М.В., Лосевской Г.В., Лахов В.А., Лахов Д.А.,
ОАО «ОКБ «ГИДРОПРЕСС»*

На современном этапе развития ядерной энергетики России особое внимание уделяется развитию реакторов на быстрых нейтронах. В связи с чем, в ОКБ «Гидропресс» разрабатывается проект парогенератора нового поколения для РУ БН-1200.

Парогенератор представляет собой прямоточный теплообменный аппарат корпусного типа. Греющая среда (теплоноситель) - натрий второго контура, рабочее тело на входе - питательная вода, на выходе - перегретый пар.

На первом этапе проектирования разрабатывались две конструкции парогенераторов: одномодульная и двухмодульная (по аналогии с ПГ БН-800).

В докладе представлены результаты теплового и гидравлического расчетов.

Тепловой расчет парогенератора выполнялся по верифицированному коду «КОРСАР», адаптированному для расчетов парогенератора с жидкометаллическим теплоносителем.

Тепловой расчет позволил определить необходимую длину теплопередающих труб из учета обеспечения заданных параметров на выходе из парогенератора. По результатам теплового расчета оптимизирована конструкция основных элементов модуля ПГ (диаметр корпуса, число и длина теплопередающих труб).

По сравнению с парогенератором модульного типа для РУ БН-800, диаметр корпуса парогенератора РУ БН-1200 увеличен почти в два раза при увеличении единичной мощности секции в 5 раз. Входной и выходной патрубки теплоносителя расположены перпендикулярно основному потоку в трубном пучке.

В связи с изложенным, при течении теплоносителя в межтрубном пространстве возможно возникновение неравномерности распределения потока по сечению (особенно из-за влияния входного/выходного участка).

Для определения величины неравномерности применительно к парогенератору корпусного типа для РУ БН-1200 использовался расчетный код FlowSimulation, позволяющий рассчитывать трехмерные течения различного рода жидкостей в каналах произвольной формы. Для проектной конструкции парогенератора была создана расчетная модель течения теплоносителя в межтрубном пространстве, с учетом особенностей входного/выходного патрубков теплоносителя.

Гидравлический расчет модуля показал, что в исходной конструкции входной/выходной камеры парогенератора не обеспечивается равномерное поле скоростей теплоносителя по сечению трубного пучка.

Проведенная оптимизация внутрикорпусных устройств (входной/выходной камер) с использованием трехмерного кода FlowSimulation показала возможность выравнивания поля скоростей теплоносителя по высоте трубного пучка, а также позволила наметить пути дальнейшей оптимизации конструкции парогенератора.

Разработка технологии фрагментации крупногабаритных металлоконструкций АЭС с применением активных сред – понизителей прочности

Вуколов В.К., Крюков В.М., Малкин А.И., Рябцев В.Г., НТЦ АТР ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Создание технологии фрагментации крупногабаритных металлоконструкций выработавших ресурс энергоблоков АЭС сталкивается с рядом принципиальных трудностей. Технология должна обеспечи-

вать безопасность процесса фрагментации и минимизацию дозовой нагрузки на персонал, возможность повторного (ограниченного или неограниченного) использования металла, экономичность, высокую производительность работ. Существующие методы взрывной, термической и гидроабразивной резки металлов имеют как преимущества, так и недостатки, в том числе высокие уровни выброса радионуклидов в атмосферу или образование ЖРО. Кроме того, термические и гидроабразивные методы характеризуются высокой стоимостью оборудования и большими эксплуатационными затратами.

По этим причинам наиболее перспективным методом представляется традиционная механическая резка металла.

Однако основные марки сталей, применяемых для изготовления крупногабаритного оборудования энергоблоков ВВЭР-1000 и ВВЭР-440, отличаются высокой удельной работой разрушения и плохо поддаются механической резке. Скорость резания сталей этого класса и долговечность режущего инструмента на воздухе и при использовании обычных смазочно-охлаждающих жидкостей невелика.

Филиалом ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Научно-технический центр по аварийно-техническим работам на АЭС» совместно с Институтом физической химии (ИФХ РАН) разрабатывается эффективная технология фрагментации крупногабаритных металлоконструкций АЭС с использованием специальных активных сред — понизителей прочности сталей.

Интенсификация механической резки металла за счет применения активных сред основана на хорошо известном эффекте адсорбционного понижения прочности (эффекте Ребиндера). Суть этого явления заключается в существовании связи между величиной свободной энергии поверхности, возникающей при разрушении, удельной работой разрушения и прочностью твердого тела. С физико-химической точки зрения возможность снижения прочности и работы разрушения твердых тел в контакте с адсорбционно-активными средами связана с компенсацией межатомных связей, обнажающихся в ходе разрушения, атомами легкоподвижной среды. Компенсация облегчает разрыв этих связей, т.е. развитие новой поверхности - поверхности разрушения. Иными словами, контакт с активной жидкой средой обеспечивает снижение свободной поверхностной энергии на межфазной границе «металл — среда» по сравнению с исходным значением поверхностной энергии твердого металла на границе с вакуумом (или с инактивной средой).

Предлагаемая технология опробована в 2009 году при фрагментации пеналов для отработанного ядерного топлива на Нововоронежской АЭС. Установлено, что применение специальной активной среды дает

возможность в 4 раза повысить скорость резания пеналов на ленточно-пильном станке по сравнению с применением технической воды. При этом значительно возрастает долговечность режущего инструмента.

Результаты исследований позволяют ожидать, что применение предложенных активных сред при рациональном выборе инструмента и режимов резки обеспечит значительное снижение энергоемкости фрагментации, увеличение долговечности инструмента не менее чем в 10 раз, и увеличение скорости резания в 4 - 7 раза.

Разработка метода экспресс-обнаружения урансодержащих соединений

*Вуколов В.К., Пашинин В.А., Пушкин И.А., Рябцев В.Г., Сёмин А.А.,
НТЦ АТР ОАО «Концерн Росэнергоатом»*

В 2007-2009 г.г. специалистами филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Научно-технический центр по аварийно-техническим работам на АЭС» (НТЦ АТР) разработана и совместно с Государственным научным центром Российской Федерации «Физико-энергетический институт им. академика А.И.Лейпуновского» (ФЭИ) была испытана технология экспресс-обнаружения урансодержащих соединений. На ее основе создан комплект аэрозольных устройств для экспресс-обнаружения урансодержащих соединений.

Основной целью разработки данной технологии является необходимость обеспечения контроля за нераспространением радиоактивного загрязнения при эксплуатации, ремонте и выводе из эксплуатации энергоблоков АЭС, а именно:

- при транспортно-технологических операциях с ядерным топливом;
- при обращении с твердыми радиоактивными отходами атомных станций;
- при ликвидации последствий инцидентов, связанных с повреждением ТВС.

Однако, наряду с атомными станциями технология может быть успешно применена на предприятиях ГК «Росатом», занятых в топливном цикле, атомном флоте, НИИ и других учреждениях, использующих урансодержащие соединения.

Обнаружение урансодержащих соединений осуществляется с помощью специальных малогабаритных аэрозольных устройств и включает в себя последовательное распыление на обследуемую поверхность двух индикаторных рецептур. При наличии на поверхности урансодержащих соединений практически мгновенно появляется стабильный индикационный эффект — окрашивание поверхности в характерные цвета: от желтого до ярко-оранжевого.

Данный способ является индикаторным, позволяющим проводить качественную оценку, однако по интенсивности окрашивания поверхности возможно судить и о количестве урансодержащего вещества на исследуемой поверхности. Чем интенсивнее окраска — тем выше концентрация урансодержащего вещества. Минимально определяемая плотность загрязнения — 10^{-2} мг/см².

Основными преимуществами использования аэрозольных устройств являются следующие:

- практически мгновенное обнаружение загрязненности поверхности просыпями ОЯТ и урансодержащими соединениями;
- отсутствие дополнительного оборудования и вспомогательных операций по подготовке реактивов;
- позволяет идентифицировать уран на фоне плутония;
- сохранение аналитических свойств в присутствии возможных примесей (вода, масла, топлива, дезактивирующие рецептуры и др.);
- не зависит от внешнего гамма-излучения;
- позволяет определять геометрию загрязненности поверхности.

Состав рецептуры и конструкция устройства для их применения защищены патентом Российской Федерации. Разработан паспорт безопасности на аэрозольные устройства.

Приемочные испытания технологии экспресс-обнаружения урансодержащих соединений проводились на ОАО «Машиностроительный завод», которое является ведущим предприятием в атомной отрасли по уровню обеспечения радиационной безопасности.

Разработана типовая программа опытной эксплуатации аэрозольных устройств на АЭС. Изготовлена опытная партия аэрозольных устройств и передана на Курскую и Ленинградскую АЭС для проведения опытной эксплуатации.

Использование реакторов, охлаждаемых водой сверхкритического давления — ВВЭР-СКД в замкнутом топливном цикле

Баранов Ю.Д., Глебов А.П., Клушин А.В., ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»

Водоохлаждаемые реакторы при сверхкритическом давлении (СКД) теплоносителя рассматриваются в качестве перспективы развития технологии водоохлаждаемых энергетических реакторов, имеющей многолетний практический опыт и являются одним из направлений разрабатываемых по международной программе GEN-IV, в соответствии с которой их внедрение предполагается к 2030 г.

Привлекательными особенностями этих реакторов по сравнению с используемыми в настоящее время реакторами с водой под давлением и кипящими реакторами являются:

- простая тепловая схема (перегретый пар из реактора идет на турбину), что исключает большое количество дорогостоящего оборудования (парогенераторы, трубопроводы, насосы, арматура второго контура) и приводят к снижению металлоемкости на ~60 %;
- высокие параметры пара (давление ~25 МПа, температура 535–545 °С) и одноконтурная схема позволят получить к.п.д. установки до 44 %;
- сокращение необходимого количества теплоносителя в активной зоне позволяет размещать ТВЭЛы в тесных решетках, за счет чего реактор будет иметь быстрый спектр нейтронов с коэффициентом воспроизводства около 1.

В 2006–2008 в сотрудничестве ГНЦ РФ-ФЭИ и ОКБ «Гидропресс» была разработана «Концепция РУ ВВЭР-СКД» в которой были рассмотрены варианты реактора с тепловым и быстрым спектрами нейтронов, охлаждаемого водой с СКД.

Были определены основные характеристики вариантов активных зон: мощность, параметры теплоносителя, количество ТВС и ТВЭЛов в них, шаги размещения. Выбраны конструкции ТВЭЛ, ТВС, СУЗ, внутрикорпусных устройств, корпусов реакторов, определены используемые в них материалы.

Поскольку величина подогрева теплоносителя в активной зоне ~ 250 °С, было предложено и обосновано использование в этих реакторах двухходовых схем теплоотвода.

Одними из основных требований к перспективным реакторам являются:

- снижение расхода природного урана;
- обращение с ОЯТ и РАО — замыкание топливного цикла;
- возможность использования различных топливных загрузок, включая и торий, поскольку его запасы в ~ 3 раза больше чем U.

На основании расчетов выполняется анализ, насколько полно реактор ВВЭР-СКД позволяет удовлетворять указанным выше требованиям.

Для реактора с тепловым и быстрым спектром нейтронов проведены расчеты топливных циклов с (U-Pu-Th) топливом, определены основные физические характеристики такие как:

- параметры топливных циклов;
- эффекты реактивности;
- компенсируемость СУЗ в состояниях: $N = N_{н}$, обезвоживание, залив холодной водой;
- коэффициенты воспроизводства (КВ) и др.

В тепловом варианте активной зоны спектр нейтронов получается эпитепловым (~ 60 % делений происходит на нейтронах тепловых

энергий, 30 % - резонансных, 10 % - быстрых), обеспечивается $KB \approx 0,73$, что позволяет сократить расходы природного сырья (в ~ 2 раза по сравнению с ВВЭР), наряду с твэлами реакторов ВВЭР использовать МОХ-топливо и отработать технологию для перехода к реакторам с СКД с быстрым спектром нейтронов.

При тесной решетке твэл спектр нейтронов получается быстро-резонансным, $KB \approx 0,93$, при использовании в этом реакторе своего ОЯТ потребуется дообогащение $\sim 160 \div 200$ кг промышленного плутония в год. Таким образом, один реактор типа БН-К ($N_j = 1200$ МВт) может обеспечить промышленным плутонием 2 реактора ВВЭР-СКД ($N_j = 1700$ МВт). Сочетание этих двух технологий обеспечивает замыкание топливного цикла и может сделать эффективной будущую АЭ.

Представленные результаты расчетов топливных циклов (U-Pu-Th) показали, что в реакторах с эпитепловым и быстро-резонансным спектром нейтронов может эффективно использоваться и Th в смешанном цикле с МОХ-топливом или в чисто Th-цикле. При этом могут быть решены проблемы экономической эффективности, обеспечения ядерной безопасности.

Индустриализация строительства АЭС с использованием сборно-монолитных железобетонных конструкций с фибробетонной опалубкой

Дорф В.А., Красновский Р.О., ЗАО «Институт «Оргэнергострой»

С учетом возможности применения современных материалов, в том числе сталефибробетона, представляется возможность индустриального изготовления относительно легких армоопалубочных блоков с несъемной опалубкой. Это позволяет в 1.5-2 раза сократить сроки выполнения строительно-монтажных работ, обеспечив возможность возведения блока АЭС за 3-4 года, и, одновременно, повысить качество работ.

Армоопалубочные блоки включают рабочую арматуру, каркас, объединяющий рабочую арматуру и воспринимающий монтажные нагрузки, несъемную сталефибробетонную опалубку, воспринимающую нагрузку при укладке бетонной смеси, а также проходки, закладные детали, обрамления дверных проемов и другие конструктивные элементы.

Сталефибробетоны представляют собой бетонную матрицу, в которую при приготовлении бетонной смеси добавляют стальные волокна (фибру) в объеме от 0.3 до 6 %. обладают значительно более высокими физико-механическими свойствами по сравнению с обычными бетонами: предел прочности на сжатие - до 120 МПа, предел прочности

на осевое растяжение — до 90 МПа, ударная вязкость до 20 кДж/м². Сталефибробетоны обладают высокой трещиностойкостью, пониженной усадкой и ползучестью.

Высокие механические свойства сталефибробетона позволяют изготавливать листы несъемной опалубки толщиной 2–2,5 см. В определенных случаях несъемная опалубка может играть роль рабочей арматуры, воспринимая расчетные растягивающие и сжимающие напряжения. Листы фибробетонной опалубки крепят к каркасу армоблока тягами, устанавливаемыми с шагом 80–100 см, что обеспечивает в процессе укладки бетонной смеси их прогиб менее 1/200 пролета.

Сталефибробетонные листы изготавливают на заводах (полигонах) по технологии, принятой при изготовлении мелкозернистого (цементно-песчаного) бетона.

Армоопалубочные блоки стен и перекрытий могут быть выполнены с несущим и самонесущим каркасами.

Передача усилий от рабочей арматуры одного армоблока к другому может быть осуществлена путем:

- сварки примыкающих элементов несущих армокаркасов, соединения стержней рабочей арматуры с помощью муфт по РД ЭО 0657–2006, соединения стержней рабочей арматуры путем установки стыковых стержней по СП 52–101–2–3 и соединения стержней рабочей арматуры путем устройства стыков Передерия.

Армоопалубочные блоки стен и перекрытий с несущими армокаркасами поставляют на объект в полной заводской готовности с установленными в них проходками, закладными деталями, обрамлениями дверных проемов и т.п. При использовании армокаркасов с контурными прокатными профилями установленные в проектное положение армоопалубочные блоки приваривают швами расчетной длины к армоблокам фундамента или нижележащих стен и примыкающих к нему стен. После укладки в армоопалубочные блоки стен бетона до отметки, соответствующей низу перекрытия, в помещениях устанавливают тяжелое оборудование, монтируют армоблок перекрытия и бетонируют его.

Технико-экономические исследования двухблочной АЭС с реакторными установками на базе свинцовоохлаждаемого реактора БРЕСТ-1200, с пристанционным предприятием замкнутого топливного цикла

*Новак В.П., Легуенко С.К., Проектно-конструкторский филиал
ОАО «Концерн Росэнергоатом»*

В рамках данной работы рассмотрены в достаточно полном объеме и комплексно все основные технологические аспекты концепции

АЭС на базе реакторных установок с быстрым свинцовоохлаждаемым реактором БРЕСТ-1200 с пристанционным предприятием замкнутого топливного цикла, а также решены, в первом приближении, главные схемно-конструкторские задачи по основным технологическим системам и оборудованию АЭС, с увязкой их с возможными компоновочными, архитектурно-строительными решениями и схемой Генплана АЭС.

Подтверждена высокая конкурентноспособность рассмотренной концепции АЭС в сравнении с альтернативными энергоисточниками на базе традиционных ядерных энерготехнологий, а также с современными тепловыми электростанциями на органическом топливе, что является, в первую очередь, следствием высокого уровня естественной безопасности быстрых свинцовоохлаждаемых реакторов, обусловленной благоприятным сочетанием ядерно-физических свойств активной зоны на быстрых нейтронах с $K_B=1$, физических и химических свойств свинцового теплоносителя.

Как следствие проведенной работы, подтверждена возможность решения реакторами этого типа главных задач крупномасштабной ядерной энергетики, поставленной в стратегии долговременного развития ядерной энергетики России:

- создание на Pu , накапливаемом в топливе АЭС первого этапа, энергетики большого масштаба, не имеющей ограничений по ресурсам дешевого топлива;
- экономически конкурентноспособное производство электроэнергии;
- исключение тяжелых реакторных аварий катастрофического уровня, главным образом за счет физических, химических свойств и закономерностей, присущих топливу, теплоносителю и другим компонентам;
- трансмутация долгоживущих радионуклидов с достижением радиационной эквивалентности при захоронении отходов;
- исключение технологий обогащения U и извлечения Pu , наиболее опасных для распространения ядерного оружия.

Новые проекты паровых турбин ОАО «Силовые машины» для АЭС

Лисянский А.С., Николаенков Н.А., Назаров В.В., Иванов С.А., Бальва Л.Я., Вишняков М.Г., Недавиный В.В., ОАО «Силовые машины»

Ленинградский Металлический завод (ЛМЗ) – филиал Концерна «Силовые машины» имеет 100-летний опыт создания паровых турбин. Основной продукцией ЛМЗ (до 70% объема производства) являются

паротурбинные установки для ТЭС и АЭС. Всего на ЛМЗ изготовлено более 1750 паровых турбин суммарной мощностью свыше 230 ГВт в диапазоне мощностей от 25 до 1200 МВт. Для АЭС изготовлено и поставлено 15 турбин, из них 3 турбины мощностью 200 МВт для блока №3 Белоярской АЭС с реактором на быстрых нейтронах БН-600 и 12 турбин мощностью 1000 МВт для блоков АЭС с ВВЭР-1000. Турбины типа К-1000-60/3000 установлены на блоках АЭС на Украине (6 шт), в России (1 шт), Китае (2 шт); турбины К-1000-60/3000-2 установлены на АЭС Куданкулам в Индии (2 шт), К-1000-60/3000-3 на блоке АЭС Бушер в Иране (1 шт). Наиболее длительный опыт эксплуатации турбин К-1000-60/3000 полученный на АЭС Украины: на блоках Ровенской АЭС — с 1986 г., Хмельницкой АЭС — с 1987 г. и Южно-Украинской АЭС — 1989 г., подтвердил высокие показатели экономичности и надежности. Коэффициент готовности турбины К-1000-60/3000 превышает 99% (при нормативном — 98%).

В рамках федеральной целевой программы «Развития атомного энергомашиностроительного комплекса России на 2007-2010гг. и на перспективу до 2015 года» разработан энергоблок с быстроходным турбоагрегатом нового поколения мощностью 1200 МВт производства ОАО «Силовые машины». Решения, принятые в тепловой схеме, обеспечивают высокую конкурентоспособность турбоустановки К-1200-6,8/50: СПП с двухступенчатым перегревом пара, смешивающий ПНД, закачка конденсата греющего пара СПП в тракт питательной воды. Из решений, повышающих экономичность турбины выделим следующие: применение усиленной рабочей лопатки последней ступени 1200 мм на повышенный расход пара, направляющие лопатки с тангенциальным навалом, высокоэкономичные паровпускные и паровыпускные патрубки ЦВД и ЦНД, высокоэкономичные подшипники.

В целях расширения портфеля заказов ОАО «Силовые машины» принято решение о разработке мощной тихоходной паровой турбины АЭС. Мощность разрабатываемой тихоходной турбины составит более 1200 МВт. Турбина разрабатывается с учетом возможного применения для энергоблока мощностью до 1750 МВт. В тепловой схеме турбоустановки К-1200-6,8/25 применена схема регенерации, имеющая положительную референцию на быстроходных агрегатах 1000 МВт, вместе с тем тепловая схема оптимизируется с учетом конкретных условий на АЭС. Важным отличием разрабатываемой турбоустановки является проработка в двух вариантах исполнения — с лопаткой 1760 мм, который обеспечивает необходимую площадь выхлопа с минимальным количеством ЦНД для условий работы с глубоким вакуумом и лопаткой 1450 мм, обеспечивающий оптимальную площадь выхлопа для условий ухудшенного вакуума. Среди решений по компоновке турбоустановки

К-1200-6,8/25 выделим следующие: компактное расположение оборудования, основные подводящие и отводящие трубопроводы расположены под полом машзала, наличие достаточного места для раскладки узлов и деталей в процессе ремонта. Первая российская тихоходная паровая турбина разработки ОАО «Силовые машины» не только соответствует лучшим мировым практикам для оборудования подобного класса, но и по некоторым параметрам превосходит их.

Начиная с декабря 2013 г. ОАО «Силовые машины» готовы поставлять современные паровые турбины как в тихоходном так и быстроходном исполнении для реализации проектов в области атомной энергетики как в Российской Федерации так и за рубежом.

Исследования INPRO глобального видения развертывания ядерной энергетики

Лысаков В., МАГАТЭ, Группа INPRO

Доступ к стабильному энергоснабжению по разумной цене является фундаментальной предпосылкой развития современных обществ, и это будет справедливо также и в будущем. Рост народонаселения и экономическое развитие являются основными движущими силами повышенного энергопотребления. Помимо ценовой доступности, стабильности и безопасности снабжения, встает требование производства энергии экологически устойчивым способом. Будущая структура энергопроизводства будет определяться наличием технологий, общей стоимостью, экологическим воздействием при производстве энергии, безопасностью снабжения и социальной приемлемостью. В будущей структуре энергопроизводства необходимо также учитывать характерные особенности разных энергосистем. Важной особенностью ядерной энергии является то, что она обеспечивает весьма стабильное энергоснабжение в режиме базовых нагрузок и без выброса CO_2 , и потому дополняет собой негидроэнергетические возобновляемые источники, основным недостатком которых является прерывность. Кроме того, ядерная энергетика является единственной технологией производства электроэнергии, развернутой сегодня в широких масштабах и допускающей значительное расширение.

Текущая программная область «В» INPRO, называемая «Глобальное видение» имеет целью достижение лучшего понимания роли ядерной энергетики в контексте устойчивого развития. Общей задачей принимаемых в этой программной области исследований является разработка глобальных и региональных ядерно-энергетических сценариев на основе научно-технического анализа путей развития, что ведет к глобальному видению устойчивого ядерно-энергетического развития

в XXI веке и к поддержке Государств-членов в их работе по материализации этого видения. Эта деятельность призвана помочь Государствам-членам в определении шагов, которые должны быть сделаны сегодня в сферах институционального и технологического развития для того, чтобы способствовать использованию ядерной энергии в глобальном масштабе в среднесрочной перспективе, и подготовить фундамент для того, чтобы ядерная энергия могла играть важную роль в глобальном устойчивом развитии — в долгосрочной перспективе.

В основу данного исследования положена система, включающая несколько типов реакторов и топливных циклов, как имеющихся сегодня, так и с определенной вероятностью могущих быть разработанными в будущем, для иллюстрации одного из возможных способов реализации подхода к моделированию глобального роста ядерной энергетики с целью выявления, в рамках определенных допущений, роли межрегионального перемещения ресурсов ядерного топлива.

Исследование выполнялось шестнадцатью экспертами из девяти государств-членов INPRO. В нем воспроизведено динамическое моделирование ядерно-энергетических систем с использованием имеющихся средств моделирования ядерно-энергетического развития, и заложены основы для наработки общих входных данных, образующих «Видение INPRO».

Оптимизация процесса выполнения инженерных изысканий на предпроектной и проектной стадиях сооружения новых АЭС

Погребняк В.Н., Петросян А.Э., ОАО «Атомэнергoproект»

Инженерные изыскания регламентируются Федеральным законом «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» как вид строительной деятельности в составе проектно-изыскательских работ.

Разработка документации проектно-изыскательских работ (ПИР) на предпроектной и проектной стадиях обеспечивает прохождение экспертизы разного уровня и получение лицензий с учетом современного инвестиционного цикла. Конечная продукция ПИР — проект, обеспечивающий безопасность при сооружении и эксплуатации АЭС.

Основной задачей инженерных изысканий на предпроектной и проектной стадиях сооружения новых АЭС является получение материалов о природных и техногенных условиях размещения площадки строительства и подготовка исходных данных для проекта.

Для выполнения этой задачи необходима оптимизация процесса инженерных изысканий и экологических исследований по про-

должительности и объему выполняемых работ на предпроектной и проектной стадиях.

Существуют различные подходы к продолжительности, распределению объемов и детальности работ на предпроектной и проектной стадии работ.

Получение лицензии на сооружение без привязки проекта к условиям конкретной площадки невозможно. Опыт реализации комплексных инженерных изысканий по проектируемым и сооружаемым АЭС в РФ и за рубежом, анализ критических контрольных точек управления процессом инженерных изысканий показывает, что недостаточность и недостоверность исходных данных для проекта применительно к конкретной площадке приводят к неоправданным издержкам и увеличивают сроки строительства.

Исходя из этого, основной объем работ при проведении детальных комплексных инженерных изысканий должен выполняться на стадии проект параллельно процессу проектирования и с учетом нужд проектирования. Этот подход предлагается закрепить в развитие положений Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» в обновляемой нормативной-технической базе.

Инновационные энергосберегающие технологии для АЭС

Иванов А.М., академик РАН; Рыженин Р.А., ОАО «Атомэнергoproject»

Доклад состоит из двух частей, в первой говорится о энергосберегающих технологиях, а во второй о применении этих технологий на АЭС.

1. Суперконденсатор. Принцип действия - хранение энергии в двойном электрическом слое. Технические характеристики. Сравнение суперконденсатора с конденсатором и аккумуляторной батареей.

2. Применение в атомной энергетике.

а) «Кулон» - энергоблок №5 НВАЭС;

б) РИТЭГ, ТЭГ;

в) Обеспечение автономного гарантированного электроснабжения АЭС.

3. Обеспечение работы АЭС в квазистационарном режиме с выравниванием нагрузок, компенсация реактивной мощности.

4. Снижение расхода электрической энергии на собственные нужды АЭС.

Применение инновационных энергосберегающих технологий на эксплуатируемых (ВВЭР) и проектируемых (СВБР) энергоблоках АЭС, позволит взглянуть на системы АЭС с новой стороны и в дальнейшем увеличить КПД АЭС, уменьшая стоимость удельного кВт/час.

Технологии высокотемпературной сверхпроводимости для атомной энергетики

Чубраева Л.И., Шишляков В.Ф., НИИ инновационных технологий в электромеханике и электроэнергетике, ГИАП

Технологии высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП) позволяют, с одной стороны, существенно расширить номенклатуру электротехнических устройств, которые могут применяться в атомной энергетике, а с другой - перейти от создания индивидуальных СП устройств (что было характерно для сверхпроводимости гелиевого уровня) к созданию комплексов электротехнического оборудования.

К устройствам, которые рассматриваются в докладе, относятся: синхронные генераторы и двигатели, электрические трансформаторы, кабели, ограничители тока, накопители энергии, синхронные компенсаторы. Основные преимущества такого оборудования связаны с повышением надежности и долговечности, уменьшением потерь, снижением шума, пониженными материало- и энергозатратами при производстве. Кроме того, каждое устройство обладает функциональными достоинствами по сравнению с традиционными аналогами.

Диапазон мощностей генераторов в зависимости от места их использования составляет от десятков до тысячи мегаватт и более, аналогичные мощности могут иметь трансформаторы. Мощности двигателей - от единиц до десятков мегаватт.

Основные направления использования ВТСП электротехнического оборудования в настоящее время могут определяться следующим образом.

Плавающие АЭС. Разработан проект ПАЭС со сверхпроводниковыми генераторами мощностью 35 МВт, 3000 об/мин (с бесщеточным возбуждением), ограничителями тока, автономной станции для получения жидкого азота (с возможностью продажи жидкого кислорода береговым потребителям). Рассмотрена возможность замены дизель-генератора, питающего ГЦН, на индуктивный накопитель энергии.

Системы электродвижения атомных ледоколов. Разработана СЭД мощностью 70 МВт для АЛ, включающая синхронные генераторы с системами возбуждения, главные гребные электродвигатели, криогенные системы, системы жизнеобеспечения.

Оборудование атомных электростанций. В составе главного блока АЭС это главный турбогенератор и трансформатор с ВТСП кабелями и ограничителями тока. Кроме того, это трансформаторы, различные двигатели приводов собственных нужд и источники резервного питания ответственных потребителей. Использование ВТСП устройств для

системы собственных нужд позволяет существенно снизить потери электроэнергии, потребляемой на АЭС

Предприятия по обогащению урана. На этих предприятиях используется большое число гистерезисных двигателей, имеющих низкий cosφ. Проблема компенсации реактивной мощности для таких предприятий может быть решена за счет использования быстродействующих сверхпроводниковых синхронных компенсаторов. Диапазон мощностей - от единиц до десятков МВА. Разработан проект такого компенсатора с периферийными устройствами.

Проведены экспериментальные исследования комплекса ВТСП оборудования мощностью 50 кВт, включающего синхронный генератор, кабель, трансформатор и синхронный двигатель с полупроводниковым преобразователем, позволившие показать преимущества как использования ВТСП технологий, так и создания комплексов ВТСП устройств.

Требования Европейских энергокомпаний (EUR): состояние и ближнесрочная деятельность

Люк Ванхунакер, Tractebel Engineering, Брюссель, Бельгия

В 1991 г. пять крупных европейских энергокомпаний, участников американской программы ALWR, приняли решение совместно разработать единую спецификацию, которая способствовала бы поддержанию в открытом состоянии ядерного варианта. Требования Европейских энергокомпаний (EUR) адресованы проектировщикам и поставщикам станций с легководными реакторами и имеют целью допустить применение стандартных проектов, которые могут сооружаться и лицензироваться в нескольких европейских странах лишь с незначительными вариациями.

В настоящее время 16 энергокомпаний, в том числе — Росэнергоатом, являются членами организации EUR. И эта организация EUR продолжает расширяться — в настоящее время ассоциированными членами являются CEZ и MVM, а компания Gen-Energia из Словении приглашена к участию.

Ревизия «С» тома 4 EUR была опубликована в 2007 г. и в настоящее время в полном объеме согласована с ревизией «С» тома 2, вышедшей в 2001 г.

Семь анализов соответствия, относящихся к проектам BWR90¹, EPR², EPP³, ABWR⁴, SWR1000⁵, AP1000⁶ и АЭС-92 уже опубликованы. Пересмотренная версия раздела EPR тома 3 EUR приобрела свой окончательный вид в июле 2009 г.

В настоящее время рассмотрение проходят несколько новых проектов легководных реакторов, представляющих потенциальный интерес для энергокомпаний. Например, в первые месяцы 2008 г. проведена предварительная оценка проекта APWR компании Мицубиси Хэви Индастриз.

Начиная с 2007 г. центральным пунктом стратегии EUR становится деятельность, скоординированная с другими отраслевыми группами и иными заинтересованными сторонами. Так, организации EUR и ENISS (организация Европейских стандартов безопасности ядерных установок) решили объединить свои усилия, направленные на взаимодействие с МАГАТЭ и ЗАЯРО в части проектов 3-го поколения легководных реакторов. Далее, EUR и группа CORDEL (Сотрудничество в области проектирования и лицензирования проектов реакторов), которая является рабочей группой ВЯА (Всемирной Ядерной Ассоциации) также решили, к выгоде отрасли, координировать свои действия в отношении инициативы МПОП (Многонациональной Программы Оценки Проектов) организаций регулирования ядерной безопасности.

Наконец, активная работа ведется в области обучения и подготовки. Организация EUR оказала серьезную поддержку Всемирному Ядерному Университету (WNU) в успешном проведении им в 2009 г. «Форума по гармонизации». В настоящее время в сотрудничестве с организацией ENEN (Европейская Сеть Ядерного Обучения) организуются дальнейшие технические курсы.

¹ Проект 1300-МВт(э) кипящего реактора (BWR), изначально разработанный компанией ABB Atom, а в настоящее время продвигаемый консорциумом Тошиба-Вестингауз

² Проект 1500-МВт(э) реактора с водой под давлением (PWR), разработанный NPI, в настоящее время продвигается и сооружается компанией АРЕВА

³ Программа Европейской Пассивной Станции для трехпетельной 1000-МВт(э) версии проекта AP600. В настоящее время этот проект более не поддерживается.

⁴ Вариант реактора ABWR компании Дженерал Электрик, сертифицированный в США.

⁵ Проект 1000-МВт(э) кипящего реактора (BWR) с пассивными системами безопасности, изначально разработанный компанией Сименс, в настоящее время продвигаемый компанией АРЕВА

⁶ Вариант реактора AP1000 консорциума Тошиба-Вестингауз, сертифицированный в США

⁷ Проект 1000-МВт(э) реактора ВВЭР с пассивными системами безопасности, разработки АЭП (Москва)

The European Utility Requirements (EUR) Status and near term activities

Luc Vanhoenacker, Tractebel Engineering Brussels, Belgium

In 1991 five major European Utilities participating in the US ALWR program decided to develop together a common specification that would contribute to keep the nuclear option open. The European Utility Requirements (EUR) are addressed to the designers and suppliers of LWR plants in order to allow the development of standards designs that can be build and licensed in several European countries with only minor variations.

Today 16 utilities, including Rosenergoatom, are members of the EUR organization. The EUR organization has kept enlarging; CEZ and MVM are now associated members and Gen-Energia from Slovenia has been invited to participate.

The revision C of the EUR volume 4 has been published in 2007 and is now fully consistent with the revision C of the EUR volume 2 as published in 2001.

Seven compliance analyses dedicated respectively to the BWR901, EPR2, EPP3, ABWR4, SWR10005, AP10006 and to the AES927

New LWR projects of potential interest for the EUR utilities are being contemplated. For instance a preliminary assessment of compliance of MHI's APWR project has been worked out in the first months of 2008. projects have been already published. A revised version of the EPR subset of the EUR volume 3 has been finalized in July 2009.

Coordinated actions with other industry groups and the other stakeholders has been a centerpiece of the EUR strategy since 2007. In particular EUR and ENISS (European Nuclear Installation Safety Standards) organizations have decided to join their efforts in their relations with the IAEA and WENRA organizations with respect to the LWR Gen3 designs. In addition EUR and CORDEL (Cooperation in Reactor Design Evaluation and Licensing), which is a WNA (World Nuclear Association) working group decided also to coordinate their efforts for the industry benefit, in relation with the MDEP (Multinational Design Evaluation Program) initiative of safety nuclear regulators.

Last, education and training has been dealt with actively. The EUR organization strongly supported WNU (World Nuclear University) in setting up their successful 2009 "Forum on harmonization". A more technical course about the EUR requirements is being organized in collaboration with the ENEN organization (European Nuclear Education Network).

¹ 1300 MWe BWR project initially developed by ABB Atom, today promoted by Toshiba-Westinghouse

² 1500 MWe PWR project developed by NPI, now promoted and built by Areva

³ European Passive Plant program for a 1000MWe 3-loop version of the AP600. This project is no longer supported

⁴ The version of GE's ABWR certified in USA

⁵ 1000 MWe BWR project with passive safety features initially developed by Siemens, today promoted by Areva

⁶ The version of Toshiba-Westinghouse's AP1000 certified in USA

⁷ 1000 MWe VVER design with passive safety features developed by Atomenergoproekt Moscow

Инновации в технологии демонтажа технологических агрегатов и строительных конструкций при ремонте и реконструкции АЭС

*Андреев В.А., Рябков В.М., Севастьянов П.И.,
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»; Левашов Е.А., Курбаткина В.В.,
НИТУ «МИСус», Косолапов А.В. МГСУ*

1. В ближайшие 30 лет закончится нормативный срок работы большей части АЭС России. К этому времени будут выведены из эксплуатации или пройдут ремонт и реконструкцию также сотни энергоблоков АЭС в других странах. В таких проектах обязательно предусматриваются работы по демонтажу оборудования и строительных конструкций АЭС.

2. В осуществленных в Европе и Японии проектах показана принципиальная возможность осуществить такой демонтаж, используя современные технологии, с приемлемыми финансовыми затратами и дозовыми нагрузками демонтажного персонала. В этих проектах осуществлялся последовательный демонтаж объектов АЭС с помощью различных технологий: машинного зала (алмазная резка и сверление); парогенераторов и насосного оборудования (дисковая резка и профилированный взрыв); реакторного оборудования (дисковая и плазменная резка в воде) и биологической защиты (водоабразивная и алмазная резка, направленный взрыв).

3. Последним по времени примером демонтажа на АЭС, является реконструкция АЭС «Белене» (Болгария), начатая в сентябре 2008г. Особенностью этого проекта является тот факт, что основная часть демонтажных работ проводится с помощью резки всех объектов инструментом из сверхтвердых материалов :алмазов и кубического нитрида бора (далее СТМ). Демонтаж включает следующие операции:

а) сверление агрегатов и конструкций трубными (колонковыми) сверлами диаметром до 500 мм и длиной до 2000 мм с целью разделения их на элементы, или как вспомогательная операция для последующей резки этих объектов канатами и дисками;

б) резка канатами указанных объектов, в т.ч. числе агрегатов с периметрами до 50 метров, содержащих разнородные материалы, такие как железобетон, черные и цветные металлы;

в) резка дисками крупных агрегатов, полученных резкой канатами, на более мелкие фрагменты, пригодные для транспортировки.

4. Технология применения инструмента из СТМ обладает рядом преимуществ перед альтернативными технологиями демонтажа, включая:

- *отсутствие выбросов* разрушаемого материала в окружающую среду, что обеспечивается замкнутым циклом водооборота при охлаждении инструмента;
- *возможность дистанционного управления* машинами с инструментом, что минимизирует воздействие остаточного излучения на персонал, производящий демонтаж;
- *технологическая безопасность* по сравнению с работами, проводимыми с использованием газовой, плазменной и электродуговой резки, и, тем более, взрывом;
- *универсальность применения*, что позволяет одним набором оборудования и сменными инструментами проводить большую часть работ по демонтажу;
- *отсутствие* динамических нагрузок на строительные конструкции в процессе демонтажа, что не вызывает трещинообразования в прилегающих элементах конструкций.

5. Авторами доклада развиваются следующие новые подходы к разработке и серийному производству инструмента из СТМ, отвечающего специфическим требованиям работы на АЭС.

а) в инструменте используется композиция, в которой алмазные монокристаллы частично заменены кубическим нитридом бора;

б) разработана новая структура режущих элементов инструмента, основанная на т.н. функционально-градиентных материалах (ФГМ);

в) проведено модифицирование связок, удерживающих кристаллы СТМ, путем введения в исходный связки нанопорошков карбидных соединений, что позволило до 30% увеличить производительность и до 100% ресурс инструмента.

Проблема сейсмической безопасности объектов использования атомной энергии и пути ее решения

Казновский С.П., Казновский П.С., ОАО «ВНИИАМ»

Одним из важных условий обеспечения безопасности ОИАЭ и, в частности, АЭС является их устойчивость к экстремальным воздействиям природного происхождения, среди которых по комплексу

факторов (распространенность по поверхности Земли, выделяемая в единицу времени энергия, предсказуемость места, времени и интенсивности события) наибольшую угрозу представляют землетрясения.

Эффективность антисейсмических мероприятий обуславливается тремя факторами: надежностью исходных сейсмологических данных для площадок ОИАЭ, обоснованностью нормативных требований и критериев сейсмостойкости важных для безопасности строительных конструкций и сооружений, технологических систем и оборудования, совершенством методов и средств проверки и обеспечения сейсмостойкости.

Современная сейсмология, к сожалению, далека от совершенства, и в прогнозировании сейсмической опасности для конкретных регионов и даже в оценке балльности площадок действующих и строящихся АЭС сейсмологи пока что беспомощны. Это зачастую приводит к серьезным просчетам и трагическим последствиям, характерными примерами которых являются спитакское землетрясение в Армении в декабре 1988 г., нефтегорское землетрясение на о. Сахалин в мае 1995 г., океаническое землетрясение в Индийском океане в декабре 2004 г. (просчеты в оценке сейсмической опасности в этой северо-восточной зоне Индийского океана официально признаны ведущими специалистами США в области геофизики, океанологии и природы цунами) и, наконец, землетрясение с неспрогнозированной интенсивностью в Японии на о. Хонсю в июле 2007 г., вызвавшее тяжелейшие повреждения на крупнейшей в мире АЭС «Касивадзаки-Карива» и принесшее огромный материальный ущерб.

Неудовлетворительное состояние современной сейсмологии привело к оправданному решению, принятому в рекомендациях МАГАТЭ и в нормативных документах ряда стран, в том числе России, о принятии максимального пикового ускорения грунта при максимальном расчетном землетрясении для всех вновь сооружаемых АЭС не менее $0,1g$, что соответствует интенсивности не менее 7 баллов по принятой в России шкале MSK-64. В настоящее время МАГАТЭ готовит рекомендации о принятии минимального уровня МРЗ в $0,2g$ (8 баллов по шкале MSK-64). По непонятным причинам это требование не распространяется на действующие АЭС, а именно они наименее защищены от сейсмических воздействий.

В методах и средствах проверки сейсмостойкости ответственного оборудования АЭС наиболее надежной и эффективной является расчетная проверка на основе экспериментальных значений собственных динамических характеристик (частот и декрементов), получаемых при динамических испытаниях оборудования непосредственно на пусковых и действующих энергоблоках, т.е. в реальных условиях монтажа,

раскрепления, тепловой изоляции и трубопроводной обвязки оборудования. Наибольшие успехи в этом направлении достигнуты за последние 30 лет в России. К настоящему времени ОАО «ВНИИАМ» выполнил детальные обследования более 30 энергоблоков 11-ти АЭС в России, Армении, Болгарии, Венгрии, Словакии и Украине, накопленный опыт и банк данных по проверке и обеспечению сейсмостойкости разнообразного оборудования не имеют мировых аналогов.

С 2006 г. нормативным российским документом НП-064-05 динамические испытания важного для безопасности оборудования введены как обязательные для всех пусковых и действующих энергоблоков АЭС. В то же время реализация этого требования осуществляется слишком медленно. Из 32 обследованных к настоящему времени энергоблоков с проведением динамических испытаний в России аттестованы лишь 8 энергоблоков. Реальные возможности ОАО «ВНИИАМ» позволяют обследовать все несоответствующие требованиям НП-064-05 действующие энергоблоки в периоды ППР в течение ближайших нескольких лет и своевременно обследовать все вновь вводимые энергоблоки на стадии пусконаладочных работ.

Особенности ввода в эксплуатацию I блока АЭС «БУШЕР»

Коробов Н.Д., ОАО «Атомтехэнерго»; Ширази М., Гаффари Х., Организация по атомной энергии Ирана, г.Бушер

Место расположения АЭС «Бушер»

Площадка АЭС «Бушер» расположена на береговой равнине, на севере Персидского залива, с координатами 28°50' северной широты и 50°53' восточной долготы.

Строительство было начато в 1974 г., в дальнейшем по различным причинам в 1979 г. сооружение АЭС было отложено на длительный период.

Особенности проекта АЭС «Бушер»

На АЭС «Бушер» при использовании оборудования, зданий и сооружений проекта KWU в составе российского проекта широкое распространение получил термин «интеграция» — это процесс включения в состав российского проекта оборудования KWU.

К особенностям проекта АЭС «Бушер» следует отнести специфическую нормативную базу при вводе I блока АЭС «Бушер» в эксплуатацию. Используется нормативная база ИРИ, в частности, процедуры лицензирования, выдачи разрешений на строительство, надзора за обеспечением безопасности и качества и другие.

В основу проекта заложена российская нормативная база. Предусмотрено также использование немецкой нормативной базы, по которой были выполнены строительно-монтажные работы.

На АЭС «Бушер» предусмотрена безцеховая структура эксплуатации. Подготовка иранского эксплуатационного персонала производилась в России в специализированных организациях, включая Нововоронежский УТЦ. Описываются также этапы ввода в эксплуатацию и фактическое выполнение и состояние работ. Приведены материалы по особенностям испытания стальной защитной оболочки.

Описано также взаимодействие АЭС «Бушер» с международными организациями, в частности — МАГАТЭ, ВАНО.

Особенности организации работ

Завершение строительства I блока АЭС «Бушер» на условиях «под ключ» осуществляется в соответствии с контрактом между Организацией по атомной энергии Ирана (ОАЭИ) и российской организацией «Зарубежатомэнергострой» (ЗАО «Атомстройэкспорт» - правопреемник).

Заказчик объекта — ОАЭИ. Подрядчик — ЗАО «Атомстройэкспорт». В качестве исполнителей работ участвуют российские и иранские специализированные организации — институты, заводы, предприятия, в том числе ОАО «Атомтехэнерго» по комплексу работ по вводу в эксплуатацию.

Заключение

Опыт завершения сооружения отложенного проекта АЭС «Бушер» представляет значительный инженерный и научный интерес и может быть использован при возобновлении строительства отложенных проектов АЭС.

К вопросу утилизации низкопотенциального тепла АЭС в системах дальнего крупномасштабного тепло- и водоснабжения на базе теплонасосных установок большой единичной мощности с диоксидом углерода в качестве рабочего тела

Новак В.П., Легуенко С.К., Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»; Проценко В.П., ГОУ ВПО «Московский государственный открытый университет»; Савицкий А.И., 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 и транспорте, 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).

Как альтернативу традиционной технологии паротурбинной теплофикации, в рамках сложившегося в России централизованного теплоснабжения, предлагается внедрить в структуру действующих и вновь сооружаемых АЭС мощные теплонасосные установки (ТНУ) единичной мощностью 100-200 МВт(т) на диоксиде углерода.

Данные ТНУ в составе теплонасосной системы дальнего тепло и водоснабжения позволяют практически полностью утилизировать сбросное низкопотенциальное тепло энергоблоков АЭС, трансформировав его в тепловую энергию теплофикационных параметров для последующей передачи по магистральным теплопроводам для тепло и водоснабжения крупных коммунально-бытовых и промышленных потребителей в удаленных от АЭС районах. Необходимо отметить, что ТНУ могут оснащаться как электроприводом, так и газотурбинным приводом, применение которого не требует ввода замещающих мощностей в энергосистеме.

В подтверждение огромного энергосберегающего потенциала предлагаемой теплонасосной технологии утилизации низкопотенциального сбросного технологического тепла АЭС следует указать, что на действующих в настоящее время энергоблоках АЭС системами охлаждающей технической воды сбрасывается в окружающую среду через градирни и водоемы-охладители не менее 270 млн.Гкал в год, что эквивалентно теплосодержанию 50 млн. т.у.т.

По результатам проведенных расчетов при полной утилизации сбросного тепла одного энергоблока проекта АЭС-2006, с помощью предлагаемой теплонасосной технологии, отпуск тепла теплофикационных параметров (температура прямой сетевой воды 100°C) составит 2500 МВт(т) и 3200 МВт(т), для варианта ТНУ с электрическим и газотурбинным приводом соответственно, что практически недостижимо при использовании технологии паротурбинной теплофикации как на АТЭЦ, так и на ТЭЦ.

Возможность реализации предлагаемой концепции многоцелевого использования АЭС на базе теплонасосной технологии, как в теоретическом, так и в практическом плане не вызывает сомнений, т.к. все структурные элементы этой технологии, включающие атомный энергоисточник, теплонасосные установки и магистральные теплопроводы большой протяженности (до 100 км включительно), имеют реальные прототипы.

Здесь же следует отметить прекрасную адаптацию предлагаемой теплонасосной технологии в технологический цикл АЭС и сложившуюся структуру централизованного теплоснабжения городских агломераций, характерных для условий России.

Задачи и проблемы строительства и ввода в эксплуатацию новых энергоблоков

Павленко Н.Г., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В 2006 году Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.10.2006 №650 была принята «Федеральная целевая программа развития атомного энергетического промышленного комплекса России на 2007-2010 год и на перспективу до 2015 года (ФЦП РАЭПК).

В соответствии с принятой программой в 2006-20010 финансирование сооружения осуществляется из средств Федерального бюджета и собственных средств ОАО «Концерн Росэнергоатом».

В настоящее время на разных стадиях строительства находится сооружение 10 энергоблоков АЭС.

В конце 2009 года был осуществлен этап «Физический пуск» энергоблока №2 Ростовской АЭС, 18 марта начат этап «Энергетический пуск» осуществлена синхронизация энергоблока с ЕЭС России.

Выполнены важные этапы сооружения энергоблоков на площадках Калининской АЭС Ленинградской АЭС-2, Нововоронежской АЭС-2, Белоярской АЭС-2, начат подготовительный период сооружения Балтийской АЭС.

Планы 2010 года предусматривают ввод в промышленную эксплуатацию энергоблока №2 Ростовской АЭС, начало пуско-наладочных работ на энергоблоке №2 Калининской АЭС.

Основные проблемы строительства и ввода в эксплуатацию новых энергоблоков связаны с тем, что строительный и машиностроительный комплексы страны за вынужденные годы простоя во многом утратили свои возможности и квалифицированный персонал. К этому добавляется несовершенство законодательной базы и достаточно «революционные» процессы в области регулирования видов деятельности

Тем не менее, программа сооружения энергоблоков, предусматривающая сооружение 26 новых энергоблоков не менее масштабна, чем во времена СССР, когда было построено приметно такое же количество.

Система сейсмомониторинга и удаленной предупредительной сейсмической защиты реакторных установок

*Хилков Б.В., Лопанчук А.А., Проектно-конструкторский филиал
ОАО «Концерн Росэнергоатом»; Дмитриенко А.Г., Папко А.А.,
ОАО «НИИФИ»*

В настоящее время на существующих АЭС РФ, Украины, Болгарии сейсмическая защита реакторных установок осуществляется с приме-

нением трехкомпонентных сейсмодатчиков СД 4 и БСД 1, устанавливаемых на фундаменты сооружения в непосредственной близости от реакторной установки. Высокое качество указанных сейсмодатчиков обеспечено применением в них акселерометров уравнивающего преобразования разработки ОАО «НИИФИ», выполненных с применением современных технологий микросистемной техники, позволивших решить противоречивую проблему одновременного повышения точности, чувствительности, значительного расширения полосы пропускания в области низких и высоких частот и обеспечения самых жестких требований к электромагнитной совместимости. Кроме того, применение акселерометров в составе сейсмодатчиков БСД 1 и СД 4 обеспечивает такие конкурентные преимущества, как возможность диагностирования состояния всего измерительного тракта с проектной периодичностью (от 5 до 30 минут) и возможность проверки непосредственно по месту эксплуатации без демонтажа сейсмодатчиков с фундаментов.

Более высокую степень безопасности защищаемых объектов обеспечивает реализация концепции построения систем предупредительной сейсмической защиты с установкой сейсмодатчиков на значительном удалении от основного оборудования и сооружений АЭС (удаленного конфигурирования).

Стратегические задачи, решаемые при реализации указанной концепции, заключаются:

- в сборе объективной информации о фактическом сейсмическом состоянии района размещения АЭС на проектной и строительной стадиях работ;
- в сейсмомониторинге района размещения АЭС на стадиях эксплуатации и получении информации для прогнозирования и оценки предполагаемых сейсмических событий;
- в выдаче сигналов оповещения и предупредительной аварийной остановки реактора при сейсмических процессах, близких к расчетным.

Для решения перечисленных задач необходимы:

- создание типового проекта бункера для размещения и защиты сейсмодатчиков от влияния окружающей среды и несанкционированного воздействия на него;
- оценка влияния установки сейсмодатчиков на малогабаритном основании на точность передачи сейсмоускорения к чувствительным элементам;
- замена проводных линий связи на беспроводные;
- создание новых алгоритмов управления работой сейсмодатчиков и новых интерфейсов связи с технологическими подсистемами АЭС;

- адаптация схемно-конструктивных решений системы к различным способам электропитания.

По мере претворения в жизнь текущих планов развития атомной энергетики территориальный разброс площадок АЭС, особенно в европейской части России, существенно сокращается. В этой связи актуализируется задача интеграции внутриотраслевых локальных мониторинговых сетей предупредительной сейсмической защиты с региональными, российской и мировой системами наблюдений, исследований и прогнозирования сейсмических процессов.

Процесс интеграции эволюционно позволит:

- на уровне АЭС решить задачи удаленной предупредительной сейсмической защиты реакторных установок;
- на региональном уровне осуществлять текущую региональную сейсмическую аналитику;
- на уровне аналитического центра РАН РФ (в настоящее время ГС РАН) вести разработку фундаментальных методологий и прогнозирование развития сейсмических событий.

Гарантией успешного выполнения инновационного проекта системы предупредительной сейсмической защиты является участие в нем ОАО «НИИФИ», имеющего значительный опыт разработок и современный уровень серийного производства высокоточных и надежных датчиков различных физических величин, акселерометров, сейсмодатчиков (сейсмоприемников), телеметрических систем с применением современных методов обработки информации в атомной энергетике.

Положительные результаты эксплуатации трехкомпонентных сейсмодатчиков СД 4 на АЭС России, Украины, Болгарии, Индии, разработанных в ОАО «НИИФИ», позволяют с оптимизмом оценивать ближайшие перспективы создания систем предупредительной сейсмической защиты нового поколения.

Эксплуатационный контроль усилий натяжения пучковой арматуры преднапряжения защитных оболочек реакторных отделений АЭС

Хилков Б.В., Лопанчук А.А., Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»; Гетман А.Ф., ОАО «ВНИИАЭС»; Пасманик Л.А., ООО «ИНКОТЕС»; Казанцев А.Г., НПО ЦНИИТМАШ

В отечественной практике проектирования АЭС широкое распространение нашли преднапрягаемые железобетонные (ж/б) защитные оболочки (ЗО) реакторных отделений АЭС, рассчитываемые на условия протекания постулируемых проектных и запроектных аварий

(внутреннее давление, температура, время и др.) в сочетании с теоретически возможными сейсмическими и др. внешними природными и техногенными воздействиями.

Для проектного преднапряжения ж/б ЗО используют системы (СПЗО), выполняемые на базе пучковой арматуры (проволочная или канатная), укладываемой в каналаобразователи, расположенные в ж/б теле ЗО.

Опыт эксплуатации отечественных блоков АЭС с реакторными установками ВВЭР-1000 выявил проблемы даже с наиболее технологичными и прогрессивными на момент их проектирования проволочными пучками СПЗО (СПН-1000) — это обрывы пучков при первичном натяжении, эксплуатационной домкратной проверке усилий и подтяжке, а так же их силовой деградации (падение усилий до 30-40%) в процессе эксплуатации.

Поскольку проектный уровень предварительного напряжения ж/б ЗО является основным критерием её работоспособности и эксплуатационной пригодности, то требует объективного инструментального контроля на всех этапах жизни сооружения.

В настоящее время для контроля преднапряжения ж/б ЗО используются несколько способов.

1. Измерение усилий в арматурных пучках методом отрыва анкера, фиксирующего конец пучка, от опорной площадки с помощью гидродомкрата.

Работы с использованием этого способа допускаются только на остановленном энергоблоке в период проведения планово-предупредительных мероприятий. На практике гидродомкратные системы из-за большой трудоемкости, затратности и влияния на активацию процессов деградации пучковой арматуры используется только в условиях крайней необходимости при её замене.

2. Измерение напряженно-деформированного состояния ж/б ЗО с помощью контрольно-измерительной аппаратуры (датчики напряжений, деформаций и температуры бетона и стержневой арматуры), устанавливаемой в тело оболочки в период строительства.

Контроль преднапряжения этим способом обеспечивает высокие инструментальные показатели состояния ж/б ЗО только в периоды строительства, испытаний на прочность и первых порядка 10-12 лет эксплуатации, поскольку замоноличиваемые датчики имеют бесповоротный срок службы не более 15 лет.

3. Измерение усилий натяжных анкеров арматурных пучков с помощью датчиков силы.

Известные классические средства измерения усилий натяжения канатно-пучковой арматуры в силу естественных физико-

механических свойств имеют ограниченный бесповоротный срок службы максимально 5 – 10 лет.

Таким образом, можно констатировать, что известные методы и средства инструментального контроля преднапряжения ж/б ЗО позволяют гарантированно подтверждать их эксплуатационную пригодность только в первые 10 -15 лет эксплуатации.

Инновационное направление решения вопроса эксплуатационного контроля натяжения пучковой арматуры на всех этапах жизни ЗО (60–100 лет) предложено в патенте РФ на изобретение № 2315272 на «Способ эксплуатационного контроля натяжения силовой канатно-пучковой арматуры в преднапрягаемых конструкциях и сооружениях».

В основу технического существа способа положены два физических фактора - способность высококачественных металлических сплавов сохранять свои метрологические характеристики акустоупругости при нагружении практически на неограниченные реальные сроки и техническая возможность измерения акустоупругих показателей нагружаемых металлических образцов методом ультразвукового зондирования.

В этой ситуации поверочные работы приборов ультразвукового зондирования, а при необходимости нагружаемых образцов свидетелей, можно производить в лабораторных условиях, а контроль усилий в пучковой арматуре осуществлять без каких-либо силовых операций, вызывающих её деградацию.

Проведенные лабораторные исследования запатентованного метода измерения усилий натяжения пучковой арматуры СПЗО на 10 и 100 тонных прессах позволили создать макетные образцы силовоспринимающей проставки и вторичной аппаратуры контроля её акустоупругого состояния, а также провести их натурные испытания на полевом полномасштабном стенде ООО «СТС» в г. Тула при нагружении пучка до 1660 тонн.

Результаты лабораторных исследований и стендовые испытания макетных образцов средств измерения усилий в пучковой арматуре СПЗО открывают возможность кардинально решить вопрос контроля преднапряжения ж/б ЗО посредством использования на каждом пучке универсальных, экономически, технологически и организационно более доступных технических средств с использованием единых универсальных методик оценки текущей эксплуатационной пригодности ЗО на всех этапах их жизни без силовых вмешательств в систему натяжения.

Модернизация и верификация расчетных кодов для обоснования проектов ВВЭР поколения 3+

Мохов В.А., Быков М.А., Зайцев С.И., Беляев Ю.В., Алехин Г.В., Закутаев М.О., ОАО «ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

В реакторных установках нового поколения широко применяются пассивные системы безопасности (СПОТ, ГЕ-2, СБВБ). Эти системы работают без использования специальных источников энергии. Для расчетного обоснования безопасности РУ с ВВЭР в ОКБ “Гидропресс” используются программные комплексы ТРАП-КС и КОРСАР/ГП. Для моделирования пассивных систем безопасности комплексом ТРАП-КС были разработаны математические модели СПОТ, ГЕ-2, СБВБ. Верификация этих моделей проведена на экспериментах в ОКБ “Гидропресс” и ГНЦ РФ ФЭИ.

Для корректного моделирования работы СПОТ и ГЕ-2 при проведении расчетов аварийных режимов с разрывами трубопроводов необходимо связанное моделирование процессов тепло-массообмена между РУ, контейнментом и окружающей средой. Для решения этой задачи было проведено объединение программного комплекса ТРАП-КС с контейментными кодами АНГАР и КУПОЛ, а расчетного кода КОРСАР/ГП с кодом КУПОЛ.

Для реалистического моделирования связанных теплогидравлических и нейтронно-физических процессов в активной зоне реакторной установки разработана математическая модель пространственных процессов в корпусе реактора и проведено объединение программного комплекса ТРАП-КС с программами трехмерного расчета нейтронной кинетики в активной зоне в нестационарных режимах. Верификация программного комплекса ТРАП-КС и расчетного кода КОРСАР/ГП в части моделирования процессов перемешивания в корпусе реактора выполнена на экспериментах на четырехпетлевом стенде в ОКБ “Гидропресс”. Верификация связанных нейтронно-физических и теплогидравлических процессов в активной зоне реакторной установки проведена на стандартных задачах и данных с испытаний блоков АЭС.

В настоящее время программный комплекс ТРАП-КС и расчетный код КОРСАР/ГП позволяют моделировать теплогидравлические процессы в РУ в реалистическом приближении с достаточной точностью.

Секция 3
ЭКОНОМИКА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Работа ОАО «Концерн Росэнергоатом» в новых условиях рынка

Хвалько А.А., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

- особенности функционирования «переходной» модели на Оптовом рынке;
- реализация товарной продукции АЭС в условиях «переходной» модели Оптового рынка;
- причины реформирования рынка и перехода к долгосрочной модели Оптового рынка;
- работа ОАО «Концерн Росэнергоатом» над правилами «целевой» модели Оптового рынка.
- условия реализации и оплаты электроэнергии АЭС в долгосрочной модели Оптового рынка;
- условия реализации и оплаты действующей и новой мощности АЭС в долгосрочной модели Оптового рынка;
- необходимость учета специфических особенностей действующих и новых энергоблоков АЭС при их участии в новых условиях рынка;
- проблемы технологического присоединения новой мощности к сетям.

Разработка ключевых показателей и оценка эффективности деятельности ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Демидова Л.Н., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

1. Система оценки эффективности деятельности ОАО «Концерн Росэнергоатом» на основе выполнения ключевых показателей эффективности (КПЭ). Директивные КПЭ ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Принципы формирования карт КПЭ руководителей ОАО «Концерн Росэнергоатом»: принцип декомпозиции директивных КПЭ, принцип разделения функций и ответственности между центральным аппаратом ОАО «Концерн Росэнергоатом» и его филиалами — действующими атомными станциями.

Создание эффективной системы мотивации и стимулирования сотрудников компании на основе выполнения КПЭ.

2. Оценка выполнения директивных КПЭ ОАО «Концерн Росэнергоатом» по результатам работы за 2009 год.

3. Разработка карт КПЭ Генерального директора ОАО «Концерн Росэнергоатом» и его заместителей на 2010 год. Структура карты КПЭ руководителя ОАО «Концерн Росэнергоатом». Организация системы учета и контроля выполнения КПЭ ОАО «Концерн Росэнергоатом» в 2010 году.

Создание системы обращения с РАО как бизнес-направление деятельности ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Ракитская Т.Г., НП «Межотраслевой комитет по корпоративным инновациям»

1. Постановка задачи создания системы обращения с РАО в Концерне на новых организационных принципах вызвана рядом обстоятельств:

- изменением концепции обращения с РАО (переходом к концепции захоронения) и созданием Единой государственной системы обращения с РАО,
- установлением финансовой ответственности Концерна за захоронение РАО,
- значительным объемом накопленных РАО, оставшихся на площадках АЭС в результате акционирования, которые тоже необходимо захоронить,
- изменением условий доступа к ресурсам в результате акционирования Концерна.

Новая система обращения с РАО призвана обеспечить захоронение РАО АЭС за счет экономически эффективного использования доступных ресурсов.

2. Задача создания экономически эффективной системы обращения с РАО АЭС является комплексной, она включает:

- обеспечение достаточности финансовых ресурсов на обращение с эксплуатационными РАО АЭС и РАО, образующихся при выводе энергоблоков из эксплуатации, при переходе к концепции захоронения РАО,
- минимизацию издержек переходного периода,
- достоверную оценку стоимости обращения с накопленными РАО АЭС, в т.ч. потенциальными накопленными РАО, содержащихся в конструкциях энергоблоков на момент введения в действие Закона «Об обращении с РАО»,
- определение параметров обращения с РАО, при которых Концерн сможет привлекать сторонние спецорганизации в соответствии с контрактным принципом «заплатил и забыл».

3. Выделение обращения с РАО АЭС в отдельное бизнес-направление деятельности Концерна призвано решить указанные задачи путем:

- разработки комплексных программ инвестиций в обращение с РАО АЭС,
- создания корпоративной системы резервов и резервных фондов, позволяющей оптимизировать расходование долгосрочных и краткосрочных финансовых ресурсов,

- определения приоритетов создания рыночных условий в обращении с РАО АЭС с точки зрения роста капитализации Концерна в целом.

4. Проект «Создания системы обращения с РАО как бизнес-направление деятельности ОАО «Концерн Росэнергоатом» одновременно является пилотным проектом Госкорпорации «Росатом», в ходе реализации которого будет создан прототип комплексного решения задачи перехода к концепции захоронения с РАО и образец построения эффективной корпоративной подсистемы управления в условиях технологического развития.

Анализ инвестиционных проектов в энергетике

Рябых Д.А., ООО «Альт-Инвест»

Оценка инвестиционных проектов в энергетике, в принципе, похожа на работу с любыми другими промышленными инвестициями. Во всяком случае, принципы финансового анализа и оценки эффективности проектов совпадают. Однако, одно важное отличие, характерное именно для энергетических проектов, существует. Оно касается длительности проектов. И именно на этом факторе я хотел бы остановиться в своем докладе.

Строительство энергетических мощностей это проект с очень большим сроком окупаемости. Если обычный промышленный проект чаще всего имеет окупаемость в интервале от 5 до 10 лет, то в данном случае сроки достигают 15-20 лет. А это существенно меняет роль выбранной ставки дисконтирования при оценке проекта. Для начала приведу некоторые цифры. В проекте со сроком окупаемости 5 лет ошибка в ставке дисконтирования на 1% приводит к погрешности в сроке окупаемости в пределах 3 месяцев. Т.е. ошибка незаметная. Похожий на него по структуре проект, но со сроком окупаемости 15 лет, меняет этот срок на два года при изменении ставки на 1%. Пример, конечно, условный, но он показывает масштабы влияния длинных сроков.

Соответственно, можно сделать один важный вывод. Правильное определение ставки дисконтирования является жизненно важным элементов оценки инвестиций в энергетике. При этом, как мы знаем, ставка дисконтирования включает две основные компоненты: стоимость капитала и премию за риск. В отношении каждого из этих компонент есть разные мнения о его правильном учете.

Стоимость капитала может быть принята постоянной, то есть равной величине, которая была актуальна на момент запуска проекта, или переменной, с учетом будущих изменений в банковских ставках. Сторонники переменной ставки обосновывают ее применение тем,

что есть конкретные ожидания относительно таких перемен и следовательно, их надо учитывать. Сторонники постоянной ставки (к которым отношусь и я) утверждают, что в сегодняшних ставках долгосрочного кредитования инвестор закладывает как сиюминутную стоимость капитала, так и свои ожидания на будущее, т.е. эта ставка уже является усредненным прогнозом всех будущих колебаний. При этом я обращаю внимание на то, что речь идет именно о номинальных ставках стоимости капитала, реальные же ставки в прогнозах могут меняться.

Вторая составляющая ставки дисконтирования — премия за риск. Это еще более сложный элемент, который может приводить к значительным ошибкам анализа проектов. Общепринятые варианты использования таких моделей, как CAPM не слишком хороши для таких сроков реализации проекта, так как их погрешность может достигать 1-2%, а чуть раньше мы уже сказали о том, как это отразиться на результате. Тем не менее, эти подходы применяются, применением их и мы. Альтернативный вариант — учет всех возможных колебаний денежных потоков проекта непосредственно в самой модели и полный отказ от премии за риск. Это хороший подход, но он требует высокой квалификации аналитика, качественных данных и глубоко проработанной финансовой модели. И главное — ни в коем случае не следует смешивать эти два подхода, то есть при оценке проекта нельзя допускать учета рисков и на основе CAPM, и в самих денежных потоках — это дает непредсказуемые, но скорее всего очень значительные ошибки в расчетах.

Некоторые подробности этих подходов изложены в тех методических разработках, которые готовят профильные комитеты (по оценке и инвестиционный) Торгово-промышленной палаты РФ.

Управление финансово-экономической деятельностью Балаковской АЭС на базе внедрения SAP ERP в составе корпоративной информационной системы ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Ульянова М.В., Балаковская АЭС

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 приоритетных для обеспечения безопасной эксплуатации АЭС мероприятий.

Для этой цели на Балаковской АЭС введена в эксплуатацию ИС-1, которая является составной частью корпоративной информационной системы ОАО «Концерн Росэнергоатом» и предназначена для

обеспечения информационной и аналитической поддержки бизнес-процессов Балаковской АЭС с использованием современных технологий и средств сбора, обработки и представления информации.

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.

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.

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.

Методы оценки эффективности использования ядерного топлива реакторов ВВЭР-440. Практика применения на Кольской АЭС

Адеев В.А. Попов О.А., Кольская АЭС

Эффективное использование энергетических ресурсов, в особенности ядерного топлива — важнейшее направление в деятельности корпорации Росатом.

Оценка эффективности использования ядерного топлива (ЯТ) должна производиться на основе экономически и технически проработанных приемов, адекватно транслировать физический расход

в финансовые затраты, служить инструментом поиска оптимального режима и основой для принятия решений, обеспечивающих снижение удельных затрат на производство энергии.

Методика формирования затрат на ЯТ и оценка эффективности топливоиспользования должна формировать мотивационные факторы при принятии решений по режиму эксплуатации ЯТ. Поэтому, чем точнее модель, применяемая в экономике топливоиспользования, описывает физические затраты ЯТ, тем эффективней принимаемые решения.

Особенно остро указанная проблема возникает в нестационарных условиях работы ядерных энергетических установок, с существенными отклонениями нагрузок от плановых. Характерным примером является Кольская АЭС, с ее режимом эксплуатации, особенностью работы Кольской энергосистемы (наличие значительных избыточных генерирующих мощностей, ограничение перетока между смежными энергосистемами), сложностью прогнозирования энерговыработки.

Действующий в настоящее время метод списания по стоимости слегаега загруженного топлива пропорционально отработанным эффективным суткам текущей топливной компании несмотря на наличие преимуществ имеет и существенные недостатки, главный из которых — не всегда корректно транслируются фактические (физические) расход ЯТ в финансовые затраты, особенно в краткосрочном и среднесрочном периоде. Ее применение в качестве основы для планирования переходных топливных нагрузок не всегда обосновано.

Действовавший до 2001г. метод списания ЯТ по текущей стоимости кассет, также имел существенные недостатки, но вместе с тем, более точно отражал фактический расход ЯТ, стимулировал к достижению проектной глубины выгорания.

В научных экономических кругах тема топливоиспользования в ядерной энергетике достаточная актуальная, и не смотря на то, первостепенное внимание уделяется перспективным инновационным разработкам, проблема повышения эффективности работы действующих АЭС тоже находит свое отражение,. В связи с чем, периодически предлагаются к обсуждению различные варианты формирования и отражения финансовых затрат на ЯТ.

С точки зрения важности указанного направления деятельности предлагается:

- формализовать основные цели и критерии при формировании топливных нагрузок, подвести под них экономическую основу;
- сформировать мотивационный инструментарий для стимулирования персонала и руководства АЭС к обеспечению максимальной выработки при минимальных затратах ЯТ;
- разработать четкие критерии оценки эффективности использования ядерного топлива.

Корпоративная система комплексной страховой защиты предприятий и организаций атомной отрасли: состояние и перспективы

*Амелина М.Е., Арсентьев С.В., Молчанов А.С.,
ОАО «Атомный страховой брокер»*

До 2006 года в атомной отрасли отсутствовал корпоративный центр ответственности и принятия решений по вопросам страхования, использовалась практически исключительно простейшая модель страховой защиты «Страхователь»-«Страховщик» и при этом относительно невысокие требования отрасли к организации страховой защиты в значительной степени удовлетворялись кэптивными страховыми компаниями.

Начиная с 2006 года атомная отрасль России вступила в период реформирования, одним из результатов которого стала вновь формируемая рыночно-конкурентная среда и, как следствие, новая корпоративная стратегия отрасли. Для реализации этой стратегии концентрируются различные ресурсы, в том числе и ресурсы в области страхования. Главное здесь — создать «Систему» («Корпоративная система комплексной страховой защиты предприятий и организаций атомной отрасли»), основное назначение которой - поддержка корпоративной стратегии отрасли и которая должна обеспечить выполнение требований российского и международного законодательства, размещение заказа на страховые услуги на конкурсной основе, комплексную страховую защиту и непрерывность страхового покрытия. Из этого вытекают очень жесткие требования к составляющим страховой защиты (функции): страховая экспертиза, программы страховой защиты, конкурсные процедуры, договоры страхования, перестрахование, урегулирование убытков и т.д. В атомной отрасли нет ресурсов, чтобы в полном объеме обеспечить выполнение этих требований. С другой стороны, эти функции не могут в настоящее время выполняться и страховщиками. Причина здесь в том, что законы развития страхового рынка сформировали четко выделяемую тенденцию: чтобы выжить страховые компании вынуждены были укрупняться, отходить от кэптивности, переходить в разряд универсальных и, как следствие, отсекал себе возможность детально разбираться в конкретной (в данном случае атомной) отрасли. Таким образом, при построении «Системы» у нее появляются функции, которые логично передать некоторой специализированной организации и которая в этом случае становится неотъемлемой частью «Системы». На эту роль лучше всего подходит ОАО «Атомный страховой брокер». Кроме того, новые высокие требования атомной отрасли к формированию страховой защиты

приводят к необходимости активного участия в этом процессе самой отрасли (в форме тех самых центров ответственности и принятия решений). В конечном итоге мы приходим к новой структуре «Системы»: «Отрасль» (центр ответственности) — «Страхователь» (предприятие) — «Специализированная организация» (ОАО «Атомный страховой брокер») — «Страховщик» (страховая компания, пул страховых компаний). Попытка обойти выполнение каких-либо из указанных выше функций может привести к злоупотреблениям со стороны страховщиков и, соответственно, финансовым потерям страхователей и только безусловное и полное выполнение всех функций является необходимым условием эффективной страховой защиты в новых условиях.

На сегодняшний день одним из основных проектов в рамках «Системы» (наряду с проектами «Строительство и модернизация АЭС», «Венская конвенция» и т.д.) является программа страховой защиты ОАО «Концерн Росэнергоатом», включающая страхование имущества, ответственности и персонала. В докладе приведены основные результаты работы по построению комплексной страховой защиты концерна «Росэнергоатом» в рамках создаваемой «Системы».

Критерий нулевой доходности в оценке эффективности инновационных проектов

Будылов Е.Г., ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»

Показана целесообразность применения критерия нулевой доходности проекта в оценках эффективности сравниваемых инновационных (инвестиционных) проектов или вариантов одного проекта для определения:

- предельно допустимых исходных параметров проектов;
- устойчивости проектов к отклонениям этих параметров;
- предельно допустимой инфляции, одинаковой по шагам и ресурсам;
- запаса устойчивости проекта к инфляции.

Принципы формирования долгосрочных планов, инвестиционных источников

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. Для ОАО «Концерн Росэнергоатом» такая ситуация становится наиболее актуальна. В течение последних лет

формируются и изменяются правила функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), рыночные условия ценообразования приходят на смену государственного регулирования. Процесс формирования нормативной базы еще не закончен (2010 год), и до конца не сформирована целевая модель ОРЭМ. Все это непосредственно влияет на условия существования и развития атомной генерации в России.

Важной методологической особенностью эффективного планирования становится его долгосрочный характер. Применение инструментов долгосрочного моделирования позволяет адекватно оценивать финансовые возможности ОАО «Концерн Росэнергоатом», прогнозировать инвестиционные источники и проводить анализ конкурентоспособности атомной генерации. Более того, когда Госкорпорация «Росатом» и ОАО «Концерн Росэнергоатом» принимают непосредственное участия в процессе формирования нормативной базы определяющей условия и правила участия атомной генерации в ОРЭМ, долгосрочное планирование приобретает дополнительную важную функцию — оценка вариантов и подготовка позиции по условиям и правилам участия атомной генерации в ОРЭМ.

Процесс формирования долгосрочных финансово-экономических планов условно можно разделить на два блока:

- 1) Выбор методологии оценки и подготовка инструментария (модели);
- 2) Формирование процесса сбора и верификации входящей информации (подготовка сценарных условий).

Экономические и финансовые аспекты деятельности Ленинградской АЭС. Инновационная деятельность (2005–2009 гг.)

Киселёв А.В., Шмаков Л.В., Леденёва Е.В., Григорьева Т.М., Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция»

I. Общие сведения о Ленинградской АЭС. Основные задачи АЭС.

Ленинградская АЭС эксплуатирует четыре энергоблока с ядерными реакторами типа РБМК мощностью 1000 мегаватт каждый. Доля Ленинградской АЭС в производстве электроэнергии десятком действующими атомными станциями составляет около 16 %, станция обеспечивает около 50 % всего энергопотребления г. Санкт-Петербург и 30 % энергопотребления Северо-западного региона.

Основные задачи действующих АЭС: выполнение плановых заданий по выработке электроэнергии при соблюдении условий безопасной эксплуатации, повышение эффективности эксплуатации АЭС,

освоение инновационных технологий, модернизация и реконструкция АЭС, продление сроков службы энергоблоков.

В связи с реализацией задач по возрастанию роли ядерной энергетики в топливно-энергетическом комплексе России и наращиванию темпов развития ядерной энергетики особое значение приобретает повышение эффективности текущей деятельности атомных станций и их развитие в соответствии с энергетической стратегией России.

II. Экономические и финансовые аспекты деятельности Ленинградской АЭС

Для оценки деятельности АЭС используются показатели, ориентированные на выполнение задач по текущей деятельности и развитию:

- Производственно-технические показатели
- Показатели устойчивости (безопасности)
- Экономические показатели
- Финансовые показатели
- Показатели инвестиционной деятельности
- Показатели инновационной деятельности

Система оценочных показателей деятельности АЭС рассматривается с использованием фактических данных по Ленинградской АЭС за период с 2005 г. по 2009 г. с представлением графического материала.

III. Инновационная деятельность Ленинградской АЭС

На Ленинградской АЭС используются в производстве порядка 40 % изобретений из числа созданных объектов интеллектуальной собственности — наивысший показатель инновационной активности в Российской Федерации.

Свыше 10 разработок в области модернизации активной зоны, хранения отработавшего ядерного топлива, химических технологий используются на других АЭС.

В результате проведения масштабных работ по модернизации технологических систем и оборудования, выполненных с использованием объектов интеллектуальной собственности на Ленинградской АЭС, продлены сроки эксплуатации I, II и III энергоблоков на 15 лет.

Инновационная деятельность рассматривается с использованием фактических данных по Ленинградской АЭС за период с 1992 г. по 2009 г.

IV. Заключение

Повышение эффективности текущей деятельности АЭС является важным элементом обеспечения развития ядерной энергетики. Развитие инновационной деятельности и использование в производстве её результатов значительно повышает эффективность текущей деятельности и обеспечивает развитие АЭС в соответствии с энергетической стратегией России.

Уроки кризиса и долгосрочное прогнозирование результатов работы АЭС на рынке электрической энергии

Сигал М.В., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

После введения с 2011 года целевой модели рынка доход, получаемый на рынке электрической энергии «на сутки вперед» (РСВ), станет не только одним из источников финансирования инвестиционных программ отрасли, как это происходит в настоящее время, но еще и источником компенсации недополученных на рынке мощности средств для полного обеспечения условно-постоянных затрат АЭС. Роль прогнозирования доходов на РСВ как основы долгосрочного планирования финансовой и технической политики ОАО «Концерн Росэнергоатом» еще более возрастет.

Доход концерна на РСВ — функция нескольких важных показателей: физической востребованности объема поставки электроэнергии от АЭС в изменяющихся условиях, технически возможного производства электроэнергии на АЭС в рамках этого объема, а также величины формируемой на рынке равновесной цены спроса и предложения на электроэнергию по группам точек поставки (ГТП) АЭС в каждый период времени.

Приводимые результаты анализа работы ЕЭС России в 2008—2009 гг показывают, что в условиях кризиса и обусловленного им падения электропотребления в стране, рынок «самооптимизировался», снизив загрузку более дорогой тепловой генерации в пользу более дешевой атомной и гидро- генерации. Таким образом, следует констатировать, что в условиях модели рынка, включающей РСВ, фактически нет препятствий (за исключением возникающих иногда случаев системных и режимных ограничений) к максимальной востребованности электроэнергии АЭС, во всяком случае, при доле мощностей АЭС в балансе, не требующей выхода за пределы базовой части графика электрической нагрузки. Этот вывод очень важен для прогнозирования возможных результатов работы АЭС на перспективу.

Прогнозные расчеты технически обеспеченных объемов производства электроэнергии на АЭС должны выполняться исходя из технологических особенностей эксплуатации энергоблоков определенного типа, нормативов их ремонтного обслуживания, намеченных к реализации программ их модернизации и с учетом определяемого на основе анализа многолетнего опыта эксплуатации действующих энергоблоков АЭС математического ожидания влияния на КИУМ внутренних технических причин (перепростоев в ППР, отказов оборудования в межремонтный период, возникающих условий для повышения кпд и др.).

Не отразившись на *физических годовых объемах* востребованного производства электроэнергии на АЭС, кризис привел к существенному

уменьшению *равновесной цены на электроэнергию* на РСВ по ГТП АЭС по сравнению с докризисным периодом.

Результаты проведенного анализа изменений в кризисный период ряда реперных показателей, влияющих на равновесную цену на РСВ, свидетельствуют что при прогнозировании ценовой конъюнктуры на рынке как в собственно кризисный период, так и в «восстановительный» период, а также последующие годы, необходимо проводить варианты расчеты, комплексно учитывающие различные возможные сценарии изменения электропотребления в стране, структуры топливообеспечения, изменение экономичности производства электроэнергии на станциях различной генерации, изменения цен на топливо для замыкающих ТЭС. Приводятся примеры такого комплексного учета при прогнозировании на период до 2020 года.

Организация управления топливоиспользованием

Сливинская И.В., ОАО «Концерн Росэнергоатом», Москва

1. Сравнительный анализ себестоимости электроэнергии ОАО «Концерн Росэнергоатом» и зарубежных компаний электроэнергетики, эксплуатирующих атомные станции по основным составляющим затрат, в соответствии с подходом, применяемым Агентством по Ядерной Энергии Организации по Экономическому Сотрудничеству и Развитию. Себестоимость электроэнергии включает три составляющие: капитальные затраты, расходы на эксплуатацию и обслуживание и расходы, связанные с топливным циклом.

В настоящее время 16% себестоимости производства электроэнергии ОАО «Концерн Росэнергоатом» составляют затраты топливного цикла и, в ближайшее время, следует ожидать увеличения этой доли на законном основании. Введение новых Федеральных законов «Об обращении с радиоактивными отходами (РАО)» и «Об обращении с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ)», приведет к необходимости учета затрат на обращение ОЯТ и РАО на всем их жизненном цикле.

2. Разработка новой методической база как основы эффективного управления топливоиспользованием на атомных электростанциях ОАО «Концерн Росэнергоатом».

2.1. Методика планирования и учета затрат на ядерное топливо на атомных станциях с различными типами реакторов, с определением порядка планирования, учета и списания затрат на ядерное топливо первой топливной загрузки реактора (ПТЗ). Порядок, предусматривающий списание стоимости ПТЗ на отпущенную электроэнергию пропорционально количеству отработанных энергоблоком эффективных суток в течение первой топливной кампании реактора.

2.2. Методика расчета цен на новые (опытные) ТВС с учетом интересов производителей и потребителей топлива. В рамках методики необходимо определить порядок распределения прибыли, планируемой к получению от использования новых (опытных) видов топлива, между производителями и потребителями ядерного топлива.

2.3. Методика ценообразования на услуги по обращению с ОЯТ и РАО (на всем их жизненном цикле) ядерных реакторов атомных электростанций.

Введение двух новых законов приведет к образованию дополнительных затрат на производство электроэнергии, прямых затрат ОАО «Концерн Росэнергоатом» и косвенных, через затраты предприятий ядерно-топливного цикла. Система ставок тарифов на различные виды услуг по обращению с ОЯТ и РАО, с учетом отложенных обязательств.

3. Разработка нормативной базы показателей эффективности топливоиспользования. Топливная составляющая себестоимости электроэнергии - показатель, определяющий эффективность топливоиспользования на энергоблоках АЭС с различными типами реакторов и топливными циклами. Топливная составляющая тарифа - показатель, определяющий топливную политику ОАО «Концерн Росэнергоатом» и эффективность использования финансовых средств (собственных и/или заемных).

Показатели топливоиспользования для переходных и стационарных режимов работы реакторов, позволяющие создать систему мотивации и стимулирования персонала АЭС в стремлении достижения нормативных значений показателей

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., Никишкина И.Н., Демидова Л.Н., Шарапа Г.Л., Струева Ю.А., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Рассматриваются возможные варианты замыкания ядерного топливного цикла (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.) в открытом (урановом) ЯТЦ, а энергоблоков с 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 российских методикам.

При прогнозируемой динамике цен на основные переделы ЯТЦ энергоблоков АЭС-2006 замкнутый уран-плутониевый ЯТЦ оказывается экономически неэффективным по сравнению с открытым урановым ЯТЦ. Это связано с одной стороны, с относительно высокими затратами на добычу природного урана методом подземного выщелачивания, 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 освоенных водно-экстракционных технологий и на изготовление ТВЭЛов и ТВС со смешанным оксидным уран-плутониевым (МОХ) топливом.

Кроме того, в докладе приводятся результаты оценок топливной составляющей производства электроэнергии на АЭС-2006 с реакторами ВВЭР-1200 при 12-ти и 18-ти месячных топливных циклах, которые показывают одно из перспективных направлений улучшения экономики открытого ЯТЦ.

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, и с другой стороны, с возможностью снижения удельных капиталовложений в новые проекты АЭС с быстрыми реакторами, перехода на новые более экономически и экологически эффективные технологии переработки ОЯТ, фабрикации ТВС и обращения с радиоактивными отходами (РАО) для замкнутого ЯТЦ. Рассмотрены достоинства и недостатки варианта внедрения в атомную энергетику энергоблоков АЭС с быстрыми реакторами на урановом топливе с последующим переходом на уран-плутониевое топливо при замыкании 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 реакторами и предприятий по обращению с ОЯТ и РАО необходимо продолжить данное исследование с целью обоснования временного диапазона для массового ввода энергоблоков АЭС с быстрыми реакторами на уран-плутониевом топливе в замкнутом ЯТЦ.

Участие АЭС в долгосрочном рынке мощности

Немченков С.Н., Фианцев В.С., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В связи с предстоящим введением новых правил долгосрочной торговли электрической энергией и мощностью на рынке (подача ценовых заявок за 4 или более лет до ввода в эксплуатацию энергоблока) в условиях увеличения горизонта планирования поставок электрической энергии и мощности атомными электростанциями (до истечения проектного срока эксплуатации энергоблока) необходимо создание системы долгосрочного планирования и организации работы АЭС.

Новая система долгосрочного планирования и организации работы АЭС на рынке должна обеспечивать подготовку и принятие решений в стратегическом контуре управления развитием атомной энергетики. Для этого потребуются разработка новых принципов подготовки и принятия решений, обеспечивающих комплексную увязку технических, инвестиционных и финансовых аспектов развития атомной энергетики с увязкой производственных и экономических результатов деятельности АЭС при торговле по свободным ценам на конкурентном рынке на долгосрочную перспективу. Объем финансовых средств, полученных с рынка, за вычетом эксплуатационных расходов и обязательных платежей, будет определять собственный инвестиционный потенциал на соответствующий горизонт планирования, который можно использовать на строительство новых энергоблоков, продление сроков эксплуатации и модернизацию действующих энергоблоков АЭС. Исходя из этого могут приниматься решения по долгосрочным программам развития атомной энергетики, а также мерах по объему привлекаемых средств и мерах государственной поддержки и/или корректировке долгосрочных программ.

В состав системы стратегического управления АЭС на рынке должны входить следующие целевые подсистемы:

- организация долгосрочных поставок электрической энергии (мощности) на рынок и обеспечение системной оптимизации величины собственных инвестиционных средств и/или стоимости электрической энергии и мощности, мер государственной поддержки и/или

корректировки долгосрочных программ развития атомной энергетики, в том числе Энергетической стратегии России, Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и Схемы развития ЕЭС России;

- риск-менеджмент, включающий методы комплексного прогнозирования рисков нарушений в работе и потери выручки АЭС за счет внутренних и внешних технологических причин, а также причин непроизводственного характера (риски рыночные, финансовые, инфляционные и др.); разработка мер для повышения надежности работы АЭС на рынке для формирования оптимальных рыночных стратегий; оценка возможностей и прогнозирование результатов деятельности АЭС с учетом требований ЕЭС России к режимам работы АЭС при увеличении их доли в структуре генерирующих мощностей (маневренность, системные услуги и прочее);
- регламентирующая нормативная база функционирования рынка электрической энергии и мощности - корпоративные документы нормативного и организационного характера, регламентирующие деятельность АЭС на рынке, а также законы, постановления и распоряжения Правительства; методические указания и методики министерств и ведомств; регламенты рынка, разрабатываемые НП «Совет рынка».

Повышение экономической эффективности АЭС через оптимизацию затрат

Порядин А.Е., А.Т. Kearney

Осенью 2009 г. компанией А.Т. Kearney совместно с рабочей группой Концерна «Росэнергоатом» было проведено исследование конкурентоспособности по затратам 10 блоков АЭС на основе сравнения их стоимостных и операционных показателей с соответствующими показателями международных игроков (аналогичные блоки в Чехии, Словакии и Финляндии, построенные по советской технологии и блоки в Нидерландах и Франции). В ходе исследования был выявлен потенциал сокращения затрат в 15% от общей суммы затрат, что эквивалентно порядка 1,5 млрд. руб. ежегодно.

Со стороны Концерна «Росэнергоатом» в исследовании участвовали следующие блоки, работающие на технологии ВВЭР:

- Калининская АЭС – Блоки 1,2,3
- Кольская АЭС – Блоки 1,2,3
- Нововоронежская АЭС – Блоки 4,5,6
- Волгодонская АЭС – 1 блок

Методология исследования была одина для всех участников и строилась на принципах сопоставимости (при безусловном соблюдении конфиденциальности информации)

- Разнесение затрат на уровень блока для сравнения блоков одинаковой мощности
- Нормализация данных для устранения страновых различий
- Определение потенциала оптимизации с учетом реалистичности его реализации в российских условиях

Выбранные блоки уступают международным аналогам по следующим основным категориям затрат (в % от суммы затрат):

- Поставка топлива (транспортировка и перемещение внутри АЭС) — 4% Обслуживание оборудования (техническое обслуживание, ремонты) — 22% Накладные расходы (кадры, бухгалтерия, АХО, закупки, управление запасами, управление инфраструктурой) — 25%

Также на исследованных блоках Концерна Росэнергоатом имеется потенциал сокращения персонала в среднем на 20% (с учетом поправки на реалистичность).

Основные направления действий по повышению эффективности заключаются в:

- По операционной деятельности:
 - ✧ Снижение затрат по всем элементам операционной деятельности — на некоторых блоках отмечен многократный разрыв
 - ✧ Оптимизация кол-ва персонала (до 8 раз больше по отдельным функциям)
- По ремонту и обслуживанию оборудования:
 - ✧ Пересмотр соотношение между ремонтами и техническим обслуживанием оборудования в пользу обслуживания (50/50 в зарубежной практике)
 - ✧ Оптимизация длительности ремонтов (капитальные ремонты в 2 раза, а текущие на 50% длиннее аналогов)
- По накладным расходам:
 - ✧ Централизация функций (бухгалтерия, кадровый учет, ИТ и т.п.) в центральном аппарате или в общем центре обслуживания

Совершенствование и оптимизация проектной административной системы управления ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Барбанов О.С., ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Доклад посвящен рассмотрению вопросов внедрения в ОАО «Концерн Росэнергоатом» системы административного управления,

как системы управления организации, создающей основу (базис) для взаимоувязанного развития остальных бизнес-процессов (надстроек) с целью повышения внутренней эффективности организации.

Задачу совершенствования системы административного управления можно определить как задачу повышения качества текущих процессов управления в процессе текущей работы, и одновременно, как задачу оптимизации работы, в смысле достаточности ежедневно прикладываемых в этом направлении менеджментом и сотрудниками усилий направленных на достижение результата в интересах организации.

Рассмотрены вопросы создания в ОАО «Концерн Росэнергоатом» рациональной системы документооборота, эффективного взаимодействия между подразделениями, идея ввода в практику оценки критериев эффективности сотрудничества между подразделениями и их состав.

Конкурентоспособность и формы инвестирования проектов строительства АЭС

*Артемова Н.А., Крюков А.М., Кухто В.В., Янко Л.Т.,
ЗАО «Атомстройэкспорт»; Харитонов В.В, НИЯУ МИФИ*

Строительство АЭС за рубежом является одним из основных видов российского экспорта высоких технологий. Других промышленных объектов такого масштаба, сооружаемых Россией за рубежом, в настоящее время нет. Экспорт продукции российского атомного машиностроения обеспечивает геополитические интересы России на современном этапе и способствует техническому прогрессу в других странах. По оценкам экспертов объем рынка ядерной энергетики может достичь \$100-300 млрд. к 2025 г. На рынке ядерной энергетики в настоящее время фигурируют около 10 современных проектов реакторов новейших поколений «3» и «3+» [1]. Возникает конкуренция между странами-производителями ядерных реакторов. Перед компаниями, занимающимися сооружением АЭС, стоит двоякая задача — 1) обеспечить полное соответствие строящихся АЭС международным требованиям к безопасности ядерных реакторов и 2) разработать эффективную стратегию финансирования строительства.

В работе рассмотрены существующие подходы и критерии конкурентоспособности реакторов различного дизайна для строительства АЭС. Критерии UNIDO (чистый дисконтированный доход NPV , внутренняя норма доходности IRR и дисконтированный период окупаемости) [2] являются критериями коммерческой эффективности, то есть отражают интерес инвестора, направленный на достижение максимальной прибыли в наиболее короткие сроки. Критерий МАГАТЭ [3],

определяемый как тариф безубыточности производства электроэнергии, в отличие от критериев UNIDO, оценивает общественную эффективность проекта, так как ориентирован на потребителя, заинтересованного в снижении тарифа на электроэнергию. Рассмотренные выше методики можно назвать «статическими», поскольку они позволяют оценить (сравнить) различные проекты в данный момент времени без учета необходимых темпов развития энергетики, естественного выбытия энергетических мощностей и ресурсов.

В данной работе приведены оценки критериев конкурентоспособности по методикам UNIDO и МАГАТЭ шести проектов ядерных реакторов, претендующих на реализацию в разных странах - CPR-1000, AP1000, ВВЭР-1000, ВВЭР-1200, OPR-1000 и SWR-1000. Расчеты показывают, что практически все проекты строительства АЭС при тарифе на электроэнергию не выше 56 € /МВт·час (например, во Вьетнаме) являются экономически выгодными. В то же время чистый дисконтированный доход для некоторых проектов в зависимости от схемы финансирования может оказаться отрицательным.

Поэтому ключевыми факторами для начала реализации проекта сооружения АЭС являются выбор инвестора и разработка стратегии финансирования. В последние годы возрастает роль частного капитала в ядерной энергетике, что проявляется в повышении актуальности реализации инвестиционных проектов типа BOO (Build-Own-Operate, строю-владею-эксплуатирую) и BOOT (Build-Own-Operate-Transfer, строю-владею-эксплуатирую-передаю). Эти схемы начали развиваться на основе стандартных контрактов «под ключ», в которых в обязательства исполнителя проекта входит также обучение персонала и предоставление гарантий того, что реализованный проект соответствует установленным требованиям. В основе этих схем финансирования лежит концессионное соглашение (структурированный контракт), являющееся одной из форм государственно-частного партнёрства на взаимовыгодных условиях, в рамках которого частный инвестор обязуется спроектировать, построить и эксплуатировать АЭС. Государство, выступающее как заказчик, со своей стороны, может обеспечивать осуществление займов под проект, предоставлять землю под строительство, гарантировать в той или иной форме сбыт электроэнергии. Концессионное соглашение содержит, помимо перечня всех прав и обязанностей сторон, технико-коммерческих требований к проекту, еще и определение концессионного периода - минимального времени, необходимого для получения прибыли, достаточной для возвращения заемных средств и получения разумной нормы доходности проекта с учётом затрат и рисков. Данные системы реализации проектов дают определенные преимущества государству, так как существенно снижают его ответственность по рискам реализации проекта.

Основные преимущества стратегий ВОО и ВООТ для государства-заказчика:

- реализация важных проектов, для которых в настоящее время нет необходимых ресурсов;
- привлечение частного капитала и опытных коммерческих кредиторов гарантирует проведение глубокого анализа осуществимости проекта;
- освобождение государства от ответственности по рискам проекта;
- обучение и передача технологий местному персоналу в рамках проекта;
- развитие национального рынка капитала;
- развитие местной индустрии в целом;
- передача предприятия в государственную собственность по истечении концессионного периода (в случае контракта ВООТ).

Со стороны инвестора важным элементом является построение структуры проекта, определение участников и схемы взаимодействия, а также оценка рисков успешной реализации проекта. По схемам ВОО и ВООТ построены или предполагается построить АЭС в Китае, Объединенных Арабских Эмиратах, Турции и ряде других стран.

Таким образом, рассмотренные в работе существующие подходы и критерии оценки конкурентоспособности реакторов различного дизайна для строительства АЭС (МАГАТЭ и UNIDO), а также подходы к выбору инвестора и разработки стратегии финансирования с учетом специфических рисков строительства и эксплуатации АЭС, позволяют объективизировать процесс принятия решений в этой важной области международного бизнеса.

Модель управления ядерными активами компании «ИБЕРДРОЛА»

Хоакин Суарес, Проектно-строительное отделение компании «ИБЕРДРОЛА» (Испания)

Управление ядерными активами представляет собой анализ, выполняемый с помощью соответствующих методов для того, чтобы предоставить администрации атомной станции максимум качественной информации, необходимой для принятия решения. Как правило, такая информация ориентирована на финансовые решения, касающиеся вложения средств в целях максимального увеличения энерговыработки на АЭС при поддержании необходимого уровня безопасности. Не существует единственно правильных решений в отношении финансовых инвестиций, поскольку такие решения связаны с управлением рисками, исход которого неизвестен.

Переход Испании от традиционного регулирования рынка электроэнергии к свободному рынку требовал повышения рентабельности АЭС, прежде всего, за счет снижения затрат на производство электроэнергии и увеличения коэффициента готовности блоков при сохранении необходимого уровня безопасности. Поэтому необходимо было применить методы и средства анализа решений в отношении аспектов управления, связанных с экономическими показателями эксплуатации. Основная цель Управления ядерными активами заключается в том, чтобы предоставить администрации АЭС средства, необходимые для оптимального использования имеющихся ресурсов с учетом прибыли, экономических рисков и безопасности.

В целом, Управление ядерными активами связано с 4 основными процессами: (1) Определением конструкций, систем и оборудования АЭС, наиболее важных для обеспечения требуемой готовности станции; (2) Оценкой (и созданием общей основы для) постоянного контроля этих важнейших элементов; определение предельных значений физических параметров, превышение которых существенно повышает неготовность и увеличивает экономический риск; (3) Определением и количественной оценкой стоимости реализации различных стратегий обращения с этими важнейшими элементами и соответствующей величины уменьшения риска; (4) Обеспечением надежной основы для сравнения всех выбранных стратегий в целях повышения готовности установки с учетом экономического риска.

Первым шагом является определение конструкций, систем и оборудования АЭС, наиболее важных для обеспечения требуемой готовности станции. 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 оборудования, с определением наиболее важных из них с точки зрения возможных проблем (неготовности).

Не менее важно определить параметры, которые необходимо измерять для контроля состояния элементов и понимания степени риска, связанного с таким состоянием. Данные эксплуатационного контроля, оперативный вибрационный контроль, регулярный анализ проб масла и т.д. — у каждого элемента есть свое ноу-хау контроля, который необходимо выполнять в соответствии с рекомендациями экспертов. Вместе с тем, необходима и общая основа для обеспечения оптимального отслеживания состояния всех важных элементов.

После правильного определения и отслеживания возможных проблем 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 показателей (например, дозозатрат), а также стоимость мероприятий по снижению риска.

Наконец, после количественной оценки стоимости стратегий, необходима общая основа для выбора стратегий для последующей реализации. Это решение не имеет ориентира в виде «правильного ответа», поскольку необходимо учитывать также неопределенности будущих показателей работы, связанные с управлением риском.

IBERDROLA's nuclear asset management model

Joaquin Suarez, IBERDROLA Engineering and Construction (Spain)

Nuclear Asset Management is the analyses and methods performed to provide Nuclear Power Plant (NPP) managers with the best available information to help them in their decision-making process. This information is usually focused on helping financial decisions related with investments aiming to maximize electric capability of the plant while maintaining safety standards. There is not a unique correct decision to be made regarding financial investments as the decisions involve risk management whose outcomes are uncertain.

The transition in Spain of the traditional regulated electrical market into a competitive market has implied an increase in profitability of the NPPs which mainly can be performed reducing generation costs and increasing availability factors, always maintaining required safety levels. As a consequence, it has been needed to apply decision analysis techniques and tools to those aspects of management related to economic performance. The main purpose of the Nuclear Asset Management is to provide tools to NPP managers to optimize available resources, focusing on profitability, economical risk and safety.

In a generic way, Nuclear Asset Management deals with 4 main processes: (1) Identify critical structures, systems and equipment of NPPs regarding the expected availability of the plant; (2) Assess (and provide a global framework to) the monitorization of this critical elements, identifying limit physical property values of threshold that, if surpassed, increase the unavailability and economical risk in a significant way; (3) Identify and quantify the cost and risk reduction values associated with different strategies to deal with those critical elements; (4) Provide adequate framework to compare all the strategies identified in order to optimize the availability of the plant for a economical risk profile of the management.

Identifying critical structures, systems and equipments regarding the plant unavailability is the initial step. This identification must be performed using different ways including expert judgment, engineering tools as fault-tree analysis and repair and maintenance historic records. As the end of this step structures, systems and equipment are categorized and a ranking of the most influential of them regarding future potential problems (unavailability) can be done.

As important as knowing which elements are important is to identify which parameters need to be measured in order to monitorize the status of this elements and be informed of the level of risk assumed as a consequence of this status. In-Service Inspection records, on-line vibrations monitorization, oil samples analysis at regular intervals, etc., each different element has many associated know-how regarding their monitorization that must be addressed following expertise advice. A common framework, however, is also needed to assure that all critical components are being tracked in an optimal way.

Once the possible risk problems are correctly identified and their status is tracked, strategies for maintenance, reparation or substitution must be assessed. In particular, each strategy must be quantified regarding their cost, both in monetary value as any other relevant to the plant managers (for example, doses), as well as on the risk reduction associated.

Finally, once the strategies have been quantified, a global framework to decide which ones need to be implemented is required. This decision does not have a 'correct value', as uncertainties in future performance associated with risk management must be considered.

Проблемные вопросы обоснования стоимости выполнения НИОКР и инжиниринговых услуг, а также изготовления оборудования в атомной отрасли

Князев Е.Н., ОАО ОКБ «Гидропресс»

1. Постановка темы — Актуальность вопросов определения стоимости выполнения НИОКР, оказания инжиниринговых услуг и изготовления оборудования в атомной отрасли
2. Исходные данные — Обзор текущей ситуации и выделение основных проблемных моментов в обосновании стоимости выполнения НИОКР, инжиниринговых услуг и изготовления оборудования в организациях отрасли
3. Аналитическая часть — Анализ возможных путей решения выявленных проблем, достоинства и недостатки:
 - 3.1 Использование конкурсных процедур
 - 3.2 Использование экспертных оценок
 - 3.3 Использование метода аналогий (данные по аналогичным работам в смежных отраслях + зарубежный опыт)
4. Практическая часть — Выработка практических рекомендаций (предложений) по совершенствованию существующего порядка определения цены договоров на выполнение НИОКР, оказание инжиниринговых услуг и изготовление оборудования в атомной отрасли
5. Выводы