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

**Восьмая международная
научно-техническая конференция**

«БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭКОНОМИКА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

Москва, 23–25 мая 2012 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Пленарные доклады 3

Plenary session 39

Секция 1. Безопасная и эффективная эксплуатация АЭС России

- Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт АЭС с ВВЭР, РБМК, БН, ЭГП-6 72
  - Эксплуатация АЭС с реакторами ВВЭР 72
  - Эксплуатация АЭС с канальными и быстрыми реакторами 95
  - Техническое обслуживание и ремонт 105
- Повышение надежности тепломеханического оборудования, материаловедение и контроль металла, диагностика, ресурс, модернизация и продление срока службы АЭС 114
  - Повышение надежности тепломеханического оборудования, диагностика, ресурс, модернизация и продление срока службы АЭС 114
  - Материаловедение и контроль металла 141
- Повышение надежности электротехнического оборудования, систем контроля и управления. Пожарная безопасность АЭС 151
  - Повышение надежности электротехнического оборудования, систем контроля и управления 151
  - Пожарная безопасность 172
- Обращение с РАО и ОЯТ, вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС 187
  - Обращение с РАО. Вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС 187
  - Обращение с ОЯТ 222
- Радиационная безопасность, экология АЭС, противоаварийная готовность 239

Секция 2. Экономика атомной энергетики 253

Секция 3. Развитие атомной энергетики

- Создание новых энергоблоков АЭС 274
- Перспективные проекты энергоблоков АЭС 305

Секция 4. Международное сотрудничество в целях обеспечения безопасности АЭС 347

Секция 5. Традиции и опыт ветеранов — молодым 369

Материалы сборника тезисов конференции представлены в авторской редакции

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

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 2011 год. По состоянию на 01.01.2012 в эксплуатации находились 33 энергоблока общей мощностью 25 242 МВт. Суммарное производство электроэнергии атомными станциями России в 2011 году составило 172,7 млрд. кВт·ч (около 16,6% общего объема производства электроэнергии в России). Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) составил 81,2%.

Достижение таких показателей обеспечено работами, направленными на повышение уровня безопасности и надежности эксплуатации энергоблоков АЭС, повышение эффективности производства электроэнергии, на совершенствование технического обслуживания и ремонта, на модернизацию, продление срока службы энергоблоков действующих АЭС, совершенствование структуры управления.

В докладе рассмотрены мероприятия, способствовавшие повышению эффективности работы АЭС, приведена динамика нарушений в работе АЭС и состояния радиационной безопасности на АЭС России, а также сформулированы задачи и технико-экономические цели для атомной генерации Концерна на 2012 год.

В 2012 году основные параметры производственной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом» следующие:

- планируемая выработка по балансу ФСТ – 175,8 млрд кВт·ч;
- планируемое значение КИУМ – 80,8 %.

Особое место в докладе занимают мероприятия, проводимые ОАО «Концерн Росэнергоатом» и направленные на продление срока службы энергоблоков действующих АЭС. По состоянию на март 2012 года выполнены работы по продлению сроков эксплуатации 17и энергоблоков АЭС суммарной установленной мощностью 9848 МВт. Приводятся основные результаты целевой модернизации, направленной на обеспечение их гарантированной безопасности, при продлении сроков эксплуатации энергоблок № 5 Нововоронежской АЭС, энергоблоков № 3, 4 Ленинградской АЭС, энергоблока № 3 Кольской АЭС и энергоблока № 3 Белоярской АЭС.

Рассматриваются перспективы развития топлива реакторов ВВЭР и перспективные цели ОАО «Концерн Росэнергоатом» по применению МОКС-топлива в реакторах БН и ВВЭР-ТОИ.

В докладе приводятся интегральные результаты анализа устойчивости АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» к экстремальным внешним воздействиям, выполненные исходя из уроков аварии на АЭС «Фукусима». Рассмотрена устойчивость АЭС при:

- потере всех источников отвода тепла реакторной установки;
- полной и длительной (более 10 суток) потере связи АЭС с внешними источниками электроснабжения;
- наложении 2 и более отказов, независимых от исходного события.

Приводится информация по итогам корпоративной партнерской проверки ВАО АЭС по рассмотрению действий ОАО «Концерн Росэнергоатом» по противоаварийному реагированию и противоаварийной готовности. По результатам партнерской проверки готовность ОАО «Концерн Росэнергоатом» к действиям в условиях запроектой аварии высоко оценена комиссией ВАО АЭС.

В докладе приведена информация по миссиям OSART на АЭС России, в частности приведены результаты миссии OSART, проведенной на Смоленской АЭС в 2011 году.

В докладе также приведена информация о текущем состоянии сооружаемых АЭС и ближайших планах ОАО «Концерн Росэнергоатом» по сооружению АЭС в горизонте до 2020 года.

Основные выводы доклада следующие:

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

О стратегии ядерной энергетики России до 2050 года

Сидоренко В.А. и др.
НИЦ «Курчатовский институт»

В докладе изложены основные положения предложенной НИЦ «Курчатовский институт» стратегии развития ядерной энергетики России в первой половине 21 века.

1. Масштабы ядерной энергетики

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

2. Замкнутый ядерный топливный цикл

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

3. Многокомпонентная структура

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

4. Приемлемая экономика

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

5. Ближайшие перспективы

Коммерческий заказ для ядерно-энергетического сектора экономики в перспективе ближайших десятилетий будет сосредоточен на усовершенствовании реакторов на тепловых нейтронах, в первую очередь технологии корпусных легководных реакторов с обеспечением мощностного ряда для потребностей регионального развития в стране и в мире. Объективную перспективу имеют энерготехнологические возможности высокотемпературных реакторов, в том числе в области

безопасности. Требования мирового рынка к быстрому реактору, предназначаемому для массового строительства, еще не сформированы.

6. Темпы развития

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

7. Задачи и гарантии обеспечения безопасности

Применительно к дальнейшему развитию ядерной энергетики и созданию новых поколений ядерных установок необходимо реализовать задачу максимального уменьшения их исходной опасности путем обеспечения внутренней самозащищенности с по последовательным осуществлением стратегии глубокоэшелонированной защиты. Для обеспечения гарантий безопасности ядерной энергетики следует выработать и внедрить в практику России международные критерии защиты от внешних воздействий и стихийных бедствий, а также систему мер управления тяжелыми авариями для устранения их последствий.

8. Государственная поддержка

Инновационный характер ядерной энергетики требует целенаправленной поддержки государства.

Представлена оценка альтернативных предложений по стратегии ядерной энергетики, которые не совпадают или противоречат предложениям НИЦ «Курчатовский институт».

Ядерное топливо для АЭС: современное состояние и перспективные разработки

Лавренюк П.И., Крылов Д.В., Молчанов В.Л.
ОАО «ТВЭЛ»
Новиков В.В.
ОАО «ВНИИНМ»

Основные задачи

Основными задачами Топливной компании «ТВЭЛ» в области совершенствования ядерного топлива являются:

- удовлетворение требований Потребителей;
- повышение конкурентоспособности и расширение рынков сбыта;
- обеспечение необходимого уровня безопасности при эксплуатации и изготовлении ядерного топлива.

Для достижения указанных целей под управлением ОАО «ТВЭЛ» ведущими научно-исследовательскими и конструкторскими организациями атомной отрасли России осуществляется постоянное развитие существующих конструкций и проводятся работы по созданию новых тепловыделяющих сборок (ТВС) с улучшенными технико-экономическими характеристиками для различных типов энергетических реакторов.

Ядерное топливо для реакторов ВВЭР-440

Основным направлением развития ядерного топлива для реакторов ВВЭР-440 является внедрение РК и ТВС повышенного до 4,87% обогащения по урану-235, эксплуатация которых с 2010 года начата на энергоблоке № 4 Кольской АЭС. Аналогичное топливо в 2011 году поставлено на энергоблоки № 1 и 2 АЭС «Моховце», а в 2012 году будет поставлено на энергоблоки № 3 и 4 АЭС «Богунице».

Перспективным направлением развития ядерного топлива для реакторов ВВЭР-440 является внедрение рабочих кассет третьего поколения (РК-3) в бесчехловом каркасном исполнении, разработанных с использованием опыта эксплуатации РК ВВЭР-440 второго поколения, ТВСА и ТВС-2 ВВЭР-1000. Ожидаемый эффект от внедрения РК-3 – повышение эффективности топливоиспользования примерно на 10%. Первая партия РК-3 с 2010 года эксплуатируется на энергоблоке №4 Кольской АЭС.

Ядерное топливо для реакторов РБМК-1000

Разработка ТВС РБМК-1000 нового поколения проводится с целью повышения надежности (снижения числа отказов твэлов в год до уровня $(1\div2)\cdot10^{-5}$ на энергоблок) и увеличения ресурсных характеристик (средняя по ТВС глубина выгорания выгружаемого топлива должна быть увеличена с 30 до 35 МВт·сут/кгU, а назначенный срок службы с 7 до 10 лет).

В 2012 году запланирован выпуск технических проектов на ТВС с центральным закреплением твэлов и твэл для неё с топливом 2,8% обогащения по урану-235.

Ядерное топливо для реакторов ВВЭР-1000

Успешная эксплуатация ТВС с жесткими типами каркасов (уголки-дистанционирующие решетки в ТВСА и направляющие каналы-дистанционирующие решетки в ТВС-2) в сочетании с высокой стабильностью геометрических характеристик ТВС позволила обосновать:

- возможность повышения загрузки урана в ТВС;
- безопасность эксплуатации ядерного топлива в режиме маневрирования мощности в диапазоне 100-75-100% $N_{ном}$;
- работоспособность ядерного топлива при повышении мощности ВВЭР-1000 до 104%$N_{ном}$ и более (до 110% max).

В настоящее время на всех энергоблоках Балаковской и Ростовской АЭС эксплуатируются ТВС-2М с увеличенным на 150 мм от базового аналога топливным столбом, что позволило обеспечить реализацию топливного цикла 3х18 мес. в условиях мощности АЭС 104% от номинальной. На энергоблоках Калининской АЭС с 2010 года эксплуатируются TBCA-PLUS, имеющие унифицированный с ТВС-2М топливный пучок с увеличенным на 150 мм топливным столбом и обеспечивающие аналогичные условия эксплуатации. Загрузка урана в ТВС-2М и TBCA-PLUS увеличена примерно на 6% в сравнении с базовыми вариантами. С 2011 года начато внедрение ТВС-2М на энергоблоке №1 АЭС «Тяньвань» в Китае.

Основной текущей задачей по развитию ядерного топлива для реакторов ВВЭР-1000 является разработка унифицированных проектов ТВС четвертого поколения на базе конструкций ТВС-2М и TBCA-PLUS с 12 дистанционирующими решетками и твэлами с топливной таблеткой без центрального отверстия. Данные конструкции ТВС будут полностью унифицированы по всем основным комплектующим элементам и будут отличаться только типом жесткого каркаса. Предварительные расчеты показывают возможность увеличения загрузки урана в ТВС-4 на 8%.

Ядерное топливо для проектов АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ

При проектировании ядерного топлива для РУ АЭС-2006 решаются следующие задачи:

- Разработка и обоснование использования в ТВС интенсификаторов теплообмена для повышения запаса до кризиса и снижения паросодержания в теплоносителе;
- Обоснование коррозионной и радиационной стойкости оболочек твэлов в условиях повышенных (в сравнении с ВВЭР-1000) температур, давления и паросодержания;
- Разработка и обоснование модифицированных циркониевых сплавов, постановка их на производство;
- Расчетно-экспериментальное обоснование (включая реакторные испытания в реакторе МИР) маневренных характеристик топлива.

В настоящее время завершен первый этап разработки ТВС-2006 «базовой» конструкции на базе ТВС-2М с увеличенным на 50 мм топливным столбом (топливные циклы 3х18 месяцев и 5х12 месяцев, среднее выгорание по ТВС до 62 МВТ·сут/кгU, маневрирование в диапазоне 100–75–100 %$N_{ном}$).

В 2011 году начато проектирование ТВС для проекта ВВЭР-ТОИ на базе конструкции ТВС-2006. В проекте будет обоснована работоспособность ядерного топлива при работе реакторной установки на повышенной до 3300 МВт мощности и в режиме маневрирования мощностью в диапазоне 100–50–100% $N_{ном}$.

Заключение

Топливная компания Росатома «ТВЭЛ» стремится максимально учитывать интересы потребителей и в полном объеме удовлетворять их требования к экономическим и техническим показателям ядерного топлива, отвечающим стратегии эксплуатации АЭС и требованиям энергосистем. Технико-экономические характеристики (выгорание топлива, длительность эксплуатации, топливные циклы и др.) ядерного топлива, поставляемого ОАО «ТВЭЛ» потребителям, находятся на уровне характеристик топлива ведущих мировых производителей.

Недавние изменения в программах и структуре ВАО АЭС после аварии на АЭС «Фукусима»

Стрикер Л.

Председатель Всемирной ассоциации организаций, эксплуатирующих АЭС

Через семь месяцев после японского землетрясения и цунами, вызвавших аварию на АЭС «Фукусима-Дайичи» в г.Шеньжень (Китай), состоялась 11-я Генеральная ассамблея ВАО АЭС.

В ходе этой Генеральной ассамблеи члены ВАО АЭС единогласно утвердили ряд рекомендаций касательно обновления ВАО АЭС, выдвинутых её Советом Управляющих.

Эти рекомендации, выработанные внутренней комиссией ВАО АЭС, учрежденной немедленно после аварий на «Фукусима-Дайичи», охватывают действия в следующих областях.

1. Расширение рамок деятельности ВАО АЭС.

2. Развитие комплексной стратегии реагирования на события в мировом масштабе.

3. Повышение доверия к ВАО АЭС, в том числе – существенное улучшение процесса партнерских проверок ВАО АЭС и качества всех продуктов и услуг ВАО АЭС.

4. Улучшения в вопросе пребывания ВАО АЭС в поле зрения общественности.

5. Улучшения внутренней согласованности деятельности ВАО АЭС.

ВАО АЭС приняла амбициозный план действий, состоящий из двенадцати проектов. Учреждены международные экспертные группы, состоящие из штатных сотрудников ВАО АЭС и представителей отрасли, которые уже активно работают над порученными им конкретными задачами.

Кроме того, в рамках Совета учрежден исполнительный комитет под председательством Президента ВАО АЭС профессора Владимира Асмолова для надзора за работой проектных групп и представления отчетов Совету. Для работы в проектных группах энергокомпании предложили более 140 своих сотрудников.

Лоран Стрикер, Председатель ВАО АЭС, в своей презентации на МНТК-2012 представит доклад об этих ведущихся в настоящий момент проектах, прокомментирует каждый проект и ответит на конкретные вопросы.

- Расширение рамок деятельности ВАО АЭС с охватом противоаварийной готовности.
- Расширение рамок деятельности ВАО АЭС с охватом управления тяжелыми авариями.
- Реализация комплексного плана противоаварийной готовности ВАО АЭС.
- Расширение рамок деятельности ВАО АЭС с охватом на объектных топливных хранилищах.
- Расширение рамок деятельности ВАО АЭС с включением некоторых проектных аспектов.
- Проведение самооценки четырех региональных центров и лондонского офиса ВАО АЭС.
- Улучшение качества существующих партнерских проверок – четкая идентификация проблем безопасности, ОДУ — меньшие количеством, но лучшего качества, и пр. Увеличение частоты партнерских проверок ВАО АЭС до 1 раза каждые 4 года. Введение оценки ВАО АЭС, следующей за каждой партнерской проверкой.
- Введение в действие процедуры сообщения о событии в реальном времени.
- Улучшения в вопросах прозрачности ВАО АЭС и её пребывания в поле зрения общественности.

Члены ВАО АЭС коллективно исполняют взятые на себя обязательства по расширению рамок, смещают акценты в деятельности своих организаций от простого предотвращения к предотвращению и ослаблению и предоставляют необходимые ресурсы, имея перед собой амбициозную цель повышения штатной численности со 140 до 415 чел. к концу 2014 г.

Уже ведется серьезная работа, которая позволит нашей отрасли выйти с обновленными ориентирами и приверженностью обеспечению ядерной безопасности.

Члены ВАО АЭС продолжат обмениваться опытом и извлекать уроки, прилагая все усилия для обеспечения более безопасного будущего. Важный шаг в этом направлении будет сделан на следующей Генеральной ассамблее, которая будет проведена в мае 2013 г. в Москве в рамках президентских полномочий профессора Владимира Асмолова.

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

Липар М.
МАГАТЭ

В июне 2011 г. в Вене была проведена специальная конференция МАГАТЭ высокого уровня, посвященная аварии на АЭС «Фукусима-Дайичи». Конференция приняла Декларацию высокого уровня, нацеленную на укрепление ядерной безопасности, противоаварийной готовности и радиационной защиты населения и окружающей среды во всем мире. Эта Декларация легла в основу 12-ти действий *Плана действий МАГАТЭ по ядерной безопасности,* который был одобрен всеми Государствами-членами на Генеральной конференции МАГАТЭ в сентябре 2012 г. Укрепление ядерной безопасности в свете данной аварии осуществляется посредством ряда мер, предложенных в данном Плане действий, который включает 12 основных действий, поддержанных соответствующими мероприятиями, а именно:

- Провести оценку слабых мест в системе безопасности атомных электростанций в свете уроков, извлеченных на сегодняшний день из аварии;
- Укрепить партнерские рассмотрения МАГАТЭ с целью получения Государствами-членами максимальной выгоды;
- Укрепить противоаварийную готовность и реагирование;
- Повысить эффективность национальных регулирующих органов;
- Повысить эффективность эксплуатирующих организаций в отношении ядерной безопасности;
- Пересмотреть и укрепить стандарты безопасности МАГАТЭ и улучшить их применение;
- Повысить эффективность международной правовой системы;
- Содействовать развитию инфраструктуры, необходимой для Государств-членов, приступающих к ядерно-энергетической программе;
- Укрепить и оказывать поддержку созданию потенциала;
- Обеспечить активную защиту населения и окружающей среды от ионизирующего излучения в результате ядерной аварийной ситуации;
- Повысить прозрачность и эффективность обмена информацией и улучшить распространение информации;
- Обеспечить эффективное использование научных исследований и разработок.

К настоящему времени достигнут следующий прогресс в реализации Плана действий.

В период с 23 по 31 января 2012 г. проведена экспертная миссия МАГАТЭ в Японии с целью анализа японского подхода к оценке безопасности своих атомных электростанций. Определены и реализованы меры по укреплению услуг МАГАТЭ по партнерскому рассмотрению. Усилены координация и сотрудничество между МАГАТЭ и Всемирной ассоциацией организаций, эксплуатирующих атомные электростанции (ВАО АЭС), в стадии разработки находится новый Меморандум о взаимопонимании. Проведены четыре (включая последующие посещения) миссии Групп по рассмотрению эксплуатационной безопасности (ОСАРТ), и в двух из них уже присутствовал новый модуль «Управление тяжелыми авариями». Предпринят систематизированный пересмотр стандартов безопасности МАГАТЭ, соображения в отношении которого в настоящее время переданы на рассмотрение Комиссии по нормам безопасности. Запущена веб-платформа, призванная улучшить коммуникацию в части деятельности, связанной с Планом действий МАГАТЭ. Предпринят пересмотр Международной шкалы ядерных событий (INES) как средства коммуникации. Проведен ряд совещаний и семинаров по тематике, связанной с Планом действий, и в частности, Международное экспертное совещание «Безопасность реакторов и ОЯТ в свете аварии на АЭС «Фукусима-Дайичи».

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

Нарабаяси Т.
Университет Хоккайдо, Япония

11 марта 2011 г. атомная электростанция «Фукусима-Дайичи» Токийской электроэнергетической компании подверглась удару цунами, вызванного Тихоокеанским землетрясением Тохоку, результатом чего стали ядерные аварии на энергоблоках с 1 по 4. Потеря энергопитания от аккумуляторных батарей на центральном щите управления вызвала неправильное действие закрытия отсечных электроприводных клапанов и отсечение конденсатора для изолированного состояния (IC). Данная система оказалась уязвимой для отказов. Если бы конденсатор IC продолжал работать, авария была бы вскоре ликвидирована. На энергоблоках 2 и 3 паровая турбина системы охлаждения активной зоны в изолированном состоянии (RCIC) также остановилась из-за потери энергопитания от аккумуляторных батарей. Температура и давление в бассейне понижения давления (S/P) были столь высоки, что прошло много времени, прежде чем была начата подача воды, предусмотренная как мера управления аварией. После потери охлаждения активной зоны с помощью системы аварийного охлаждения

активной зоны (ECCS) и конденсатора IC, давление в гермооболочке стало нарастать. Произошел дрейф уровня воды из-за испарения воды в измерительной трубке. В машзале повысился радиационный фон. После проведения вентиляции влажной камеры понижения давления S/C произошел взрыв водорода. Результаты анализа показывают, что сброс давления в корпусе реактора начался до произошедшего отказа корпуса реактора в области днища. Возможно, отказ был обусловлен расплавлением трубок внутризонных зондов (TIP) в активной зоне. Измеряемый уровень воды сместился из-за потери воды в измерительной трубке в условиях высокой температуры перегретой активной зоны. В эту трубку должна была подаваться вода. Неуспех в обеспечении быстрой подачи воды после остановки системы RCIC на блоке 2 привел к повреждению активной зоны и началу генерации водорода. Здесь следовало использовать высоконапорный насос с приводом от дизельного двигателя.

После проведения операции вентиляции произошла детонация водорода (на блоках 1, 3 и 4). Вскоре после пробоя гермооболочки на блоке 2 повысился уровень радиации. Аварию на АЭС «Фукусима-Дайичи» можно было бы ликвидировать, если бы были проведены исследования в достаточном объеме, которые привели бы к реализации контрмер, таких как водонепроницаемые двери, мобильные энергоустановки и пр. В Европе на тот момент, на основе уроков аварий на «Тримайл-Айленд» и в Чернобыле, уже были установлены система удаления тепла и фильтровентиляционная система. Вентиляционная линия должна была быть не зависимой от линии резервной системы газоочистки (SGTS) / системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха (HVAC).

Извлекая уроки из аварий на «Фукусима-Дайичи», мы должны обеспечить высококлассный уровень ядерной безопасности на АЭС всего мира. Солнечных и других устойчивых источников недостаточно для замещения ядерной энергетики. В будущем должны использоваться оба вида энергетических источников. Для поддержания технологий ядерной безопасности и культуры безопасности во всем мире весьма важно обучение и образование в ядерной сфере.

На основе уроков, извлеченных путем сбора и анализа обнаружившихся фактов аварии, мы настойчиво вносим предложения и оказываем научную и техническую поддержку для того, чтобы можно было бы обратить эти уроки в меры, принимаемые организациями и правительственными учреждениями, тем самым внося свой вклад в деятельность, направленную на повышение безопасности многочисленных атомных электростанций, находящихся в эксплуатации во всем мире.

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

Шутиков А.В.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

1. События на АЭС «Фукусима» в Японии в марте 2011 года (7-й уровень по шкале INES):

- воздействие внешних экстремальных событий природного характера и их сочетаний;
- актуализация проблем безопасности;
- новый импульс рассмотрения безопасности АЭС на мировом уровне.

2. Основы безопасности:

- нормативная база (федеральный уровень и уровень эксплуатирующей организации);
- технология обеспечения безопасности (принцип глубокой эшелонированной защиты, разнообразие принципов и уровней защиты, дублирование каналов безопасности);
- культура безопасности (человеческий фактор, определение приоритетов).

3. Выводы из уроков аварии на АЭС «Фукусима»:

1) главный тезис — радиационное воздействие на население и окружающую среду за пределами промплощадки должно быть исключено;
2) пути достижения, ключевой критерий успеха.

4. Методология «стресс-тестов»:

- объем проведения «стресс-тестов»;
- ключевые вопросы «стресс-тестов».

5. Схема анализа возникновения и развития тяжёлых запроектных аварий для ВВЭР-1000/440, РБМК-1000, БН-600, ЭГП-6.

6. Результаты анализа устойчивости АЭС к экстремальным внешним воздействиям:

- оценка запасов безопасности, выявление слабых мест, планирование дополнительных мероприятий.

7. Мероприятия по повышению устойчивости российских АЭС к экстремальным внешним воздействиям природного и техногенного характера:

- противоаварийная готовность,
- дополнительные проектные решения,
- повышение сейсмической безопасности,
- дополнительные расчётные исследования,
- обращение с ОЯТ,
- противоаварийная документация.

8. Преимущества современных проектов ВВЭР-ТОИ, АЭС-2006 при возникновении экстремальных внешних воздействий:

- характеристики и проектные решения, соответствие «постфукусимским» требованиям.

9. Заключение:

- общая оценка состояния безопасности действующих АЭС, запланированные мероприятия.

Учет опыта Фукусимской аварии в ЭДФ

Дебес М.
ЭДФ

ЭДФ ведет эксплуатацию 58 реакторов с водой под давлением (PWR) на 19 площадках (63 ГВт(э)), которые относятся к трем стандартным сериям (36 блоков – 900 МВт, 20 блоков – 1300 МВт, 4 блока – 1500 МВт) и с которыми ЭДФ приобрела уникальный опыт генерального проектанта. В настоящее время опыт эксплуатации составляет 1500 реакторо-лет. Целью является долгосрочная, до 60 лет, эксплуатация этого ядерного парка, и достигается она за счет систематического десятилетнего процесса переоценки безопасности под контролем регулятора (ASN) и инвестиций в модернизацию и обновление станций. В 2011 г. производство достигло уровня 421 ТВт-ч (» 78% от общего производства электроэнергии во Франции), в условиях многообразия конкурирующих способов генерации. Сооружается одна новая станция EPR (1650 МВт) в Фламанвиле, с вводом в эксплуатацию в 2016 г. Большинство станций способно работать в режиме следования нагрузке, и на 22 блоках в зону загружено МОКС-топливо.

Ключевыми элементами стратегии устойчивого ядерного производства ЭДФ являются следующие:

- Оставаться ориентиром для мировой отрасли, имея в качестве первых приоритетов ядерную безопасность и культуру безопасности, широко используя учет опыта (в т.ч. постфукусимского), а также за счет конкурентоспособности, готовности и эксплуатационных показателей;
- Управление длительной эксплуатацией станции за счет периодических 10-летних переоценок безопасности для каждой стандартной серии, имея целью до 60 лет эксплуатации;
- Эффективность топливного цикла за счет переработки / рециклинга и управления высокоактивными отходами;
- Достижение цели реализации проекта сооружения EPR Фламанвиль-3, с одновременным извлечением уроков из опыта;
- Быть крупным игроком в сфере международного развития ядерной энергетики, имея проекты в Китае (сооружение двух EPR), в

Великобритании (оценка типового проекта EPR), США (лицензирование EPR для США), Польше, ЮАР,... и проводя исследования в области разработки нового реактора Поколения 3 мощностью 1000 МВт;

- Развивать профессиональные навыки и компетенции для достижения этих целей (Международная магистратура по ядерной энергии...).

Дополнительные оценки безопасности после «Фукусимы»

Вскоре после Фукусимской аварии, которая была вызвана сильнейшим цунами, во Франции было предпринято проведение всесторонней дополнительной оценки безопасности. Методологию определило французское Управление ядерной безопасности (ASN) в манере, согласующейся с требованиями Евросоюза. В соответствии с требованием, 15 сентября 2011 г. в ASN поступили на рассмотрение 19 отчетов (площадок, на которых ведется эксплуатация и/или сооружение) (в объеме до 7000 страниц, опубликованы на веб-сайте ASN: www.asn.fr).

После этого всестороннего анализа ЭДФ получила подтверждение хорошего текущего уровня безопасности для всех ядерных объектов. Большая часть извлеченных уроков относилась к вопросам, уже охваченным и предсказанным с помощью периодического десятилетнего процесса переоценки безопасности, в особенности это относится к угрозам затопления. Эти новые анализы привели ЭДФ к тому, чтобы представить в ASN дополнительные меры, учитывающие возможные ситуации, даже выходящие за пределы ранее принятой гипотезы, учитывавшей аварию на «Фукусиме». Эти анализы будут способствовать дальнейшему повышению хорошего уровня безопасности атомных электростанций ЭДФ.

ASN опубликовала свой общий обзорный отчет с собственными оценками и запросами по состоянию на январь 2012. На европейском уровне (ENSREG) было начато сравнение результатов. Полный отчет в настоящее время готовится для представления на внеочередном совещании Конвенции о ядерной безопасности, запланированном в МАГАТЭ на август 2012 г.

Основные выводы и учет опыта в связи с «Фукусимой»

Упомянутый процесс дополнительной оценки безопасности подтверждает хороший текущий уровень безопасности всех ядерных объектов, с достаточными запасами безопасности. Выдвинуты дополнительные меры, учитывающие дальнейшие потенциальные ситуации:

- Усиление защиты АЭС от экстремальных условий при землетрясениях и наводнениях, защита электрических открытых распределительных устройств от затопления, укрепление опор и анкеровок...;

- Наращивание возможностей по энергоснабжению и снабжению охлаждающей водой: дополнительный резерв воды (бассейн, грунтовые воды...), резервирование снабжения охлаждающей водой; введение по одному дополнительному резервному дизелю на каждый блок...;
- Ослабление рисков расплавления активной зоны, с тем чтобы избежать долгосрочных последствий: усиление защиты фильтров аварийной вентиляции гермооболочки (U5) от землетрясений с целью ограничения выбросов в окружающую среду...;
- Определение «Ядра» (минимального комплекта) оборудования и материалов, защищенных от экстремальных внешних угроз, с целью повышения запроектных возможностей по ослаблению и устойчивости.

Кроме того, вводится дополнительная «эластичная» линия защиты за счет национальных «Сил быстрого ядерного реагирования» (FARN), готовых к оказанию помощи аварийной площадке в пределах 24 ч, которой могут быть охвачены все ядерные энергоблоки, в сочетании с требуемой логистикой и укреплением объектов (помещений) кризисного управления на площадке.

Целью здесь является восстановление и/или поддержание охлаждения реактора, во избежание любой степени расплавления активной зоны, за счет возможностей по возобновлению нагнетания воды в реактор, подключения насосных или электрических установок через разъемы по принципу «включай и работай», масштабного развертывания оборудования защиты, вмешательства и контроля. Эти действия должны сохранять свою эффективность после первых дней автономной работы, так чтобы управлять аварийной ситуацией на всём ее протяжении (доставка воды, переработка жидких стоков...).

«Фукусима» также показала важность сильной эксплуатирующей организации / владельца

Ядерная программа – это не только сооружение АЭС. Это способность эффективно управляться с нормальной эксплуатацией, инцидентами и аварийными ситуациями и задействовать комплексные процессы периодической оценки безопасности для поддержания длительной эксплуатации АЭС. Возможность эффективного решения всех этих задач на долгосрочную перспективу представляет собой высшую важность для всех заинтересованных сторон.

«Фукусима» подтвердила то, в чём ЭДФ была твёрдо убеждена – безопасная и эффективная эксплуатация атомной электростанции только выигрывает от того, что эксплуатирующая организация участвует также в проектировании и в сооружении станции, и остается постоянно вовлеченной в решение инженерных и проектных вопросов за счет обратной связи от опыта и процесса периодической переоценки безопасности.

Воздействие «Фукусимы» на новое ядерное строительство

Фукусимская авария показала, что владелец/оператор станции находится на переднем крае обеспечения ядерной безопасности. Также она подталкивает к укреплению требований безопасности (цели безопасности WENRA, MDEP...). В настоящее время референтными являются реакторы поколений III и III+, а безопасность во всем мире признана первым приоритетом, что, тем не менее, не освобождает ядерный проект от необходимости быть конкурентоспособным. Она подчеркнула также то, что независимость регулирующего органа (от лицензиата и от любого другого органа...) является ключевым фактором доверия к проекту и надзору за безопасностью. Она также станет причиной повышения роли международных институтов (МАГАТЭ, АЯЭ/ОЭСР, ВАО АЭС,...) в развитии новых ядерных программ, ориентированных на высокие стандарты безопасности.

Безопасность и экономика атомной энергетики Украины после аварии на АЭС «Фукусима»

Билей Д.В.
НАЭК «Энергоатом», Украина

1. Состояние безопасности АЭС Украины

Дается краткое описание состояния ядерной и радиационной безопасности энергоблоков АЭС Украины.

2. Основные преимущества энергоблоков АЭС Украины в сравнении с энергоблоками на АЭС «Фукусима-1»

- ВВЭР имеет возможность отвода тепла через второй контур.
- Аварийная защита для реакторов ВВЭР вводится сверху самоходом, под действием силы тяжести
- В ВВЭР предусмотрены две системы для обеспечения подкритичности.
- Контаймент в ВВЭР имеет больший объем, чем BWR.

3. Основные результаты целевой переоценки безопасности АЭС Украины

- ВВЭР имеет возможность отвода тепла через второй контур. Данное преимущество позволяет отводить остаточные тепловыделения даже через один парогенератор. При наличии котловой воды в парогенераторе и наличии естественной циркуляции существенно смягчаются переходные процессы с потерей отвода тепла через первый контур (течи и т.п.).
- Высокий уровень дублирования систем, конструкций и компонентов и источников питания (дизель-генераторов) на Украинских реакторах ВВЭР предоставляет дополнительные возможности и гибкость для управления аварией. В проект уже внесены дополни-

тельные улучшения безопасности для предотвращения тяжелых аварий (дополнительная аварийная система питательной воды, межблочные и системные электрические взаимосвязи, противоаварийные мероприятия).

- Большой запас воды на АЭС с реактором ВВЭР увеличивает время доступное для управления тяжелыми авариями. Расчеты показали, что для реакторов ВВЭР есть достаточное время для восстановления функции охлаждения реактора.
- Большой запас воды на АЭС с реактором ВВЭР увеличивает время доступное для управления тяжелыми авариями. Расчеты показали, что для реакторов ВВЭР есть достаточное время для восстановления функции охлаждения реактора.

4. Основные мероприятия по повышению безопасности запланированные в Украине

Разработка и внедрение руководств по управлению тяжелыми авариями.

- Выполнение мероприятий по контролю и снижению концентрации водорода в гермооболочке в условиях запроектных аварий.
- Сохранение целостности гермооболочки, в случае взаимодействия с расплавом топливосодержащих материалов после разрушения корпуса реактора при тяжелой аварии.
- Разработка и реализация аварийной диагностики в условиях тяжелой аварии.
- Внедрение системы фильтруемого сброса среды из ГО в условиях тяжелых аварий.
- Обеспечение подпитки ПГ в условиях длительного полного обесточивания АЭС.
- Обеспечение аварийного электроснабжения в условиях длительного полного обесточения АЭС.
- Обеспечение работоспособности потребителей технической воды группы «А» при обезвоживании брызгальных бассейнов.
- Обеспечение подпитки и охлаждения бассейна выдержки в условиях длительного полного обесточения АЭС.
- Приборное обеспечение во время и после аварии».

5. Уроки, извлеченные из аварии на АЭС «Фукусима-1» и вопросы экономики

- Уроки «Фукусимы» дали новый толчок развитию атомной энергетики, который приведет к новому качественному уровню безопасности.
- Этот процесс потребует дополнительных вложений, однако дополнительные затраты, которые необходимы для реализации мероприятий по обеспечению безопасности АЭС во много раз меньше тех последствий которые были получены вследствие аварии на АЭС «Фукусима» и Чернобыльской аварии.

- Резюмируя можно отметить, что, несмотря на негативные последствия, которые периодически возникали из-за аварий в атомной энергетике за последние сорок лет, она остается привлекательной с точки зрения использования энергоресурсов и продолжает оставаться основой энергетической независимости для многих стран мира.

Развитие работ по научно-технической поддержке эксплуатации энергоблоков АЭС

Антипов С.И.
ОАО «ВНИИАЭС»

ВНИИАЭС как институт, созданный для решения проблем, возникающих в процессе эксплуатации атомных электростанций Советского Союза и теперь Российской Федерации, выполняет функцию обеспечения научной и инженерно-технической поддержки практически по всем направлениям деятельности и организации решения основных проблем, возникающих в процессе жизненного цикла АЭС.

В настоящее время при интенсивном развитии и продлении сроков эксплуатации с глубокой модернизацией оборудования атомной энергетики РФ возникают технические, технико-экономические, управленческие и другие вопросы. Энергоблоки нового поколения (АЭС-2006, ВВЭР-ТОИ и др.) должны отвечать современным требованиям по надежности, безопасности, экономичности при сооружении, эксплуатации и выводе из эксплуатации, оставлять минимальное количество ЖРО, ТРО. Иметь техническую/технологическую возможность участия в регулировании частоты в энергосистеме, должны быть конкурентоспособными на рынке по цене и срокам сооружения, проектироваться на современных технических средствах, иметь АСУ ТП с современным интерфейсом «человек – машина», отвечающие новейшим (постфукусимским) требованиям безопасности и другим требованиям.

Эксплуатация действующих и строящихся энергоблоков сегодня ставит ряд вопросов требующих решения:

- снижение численности персонала на кВт установленной мощности ($К_ш$);
- сокращение сроков и повышение качества ремонтов;
- организация работ по продлению срока эксплуатации (ПСЭ) энергоблоков, отработавших проектный ресурс;
- решение вопросов переработки и утилизации ЖРО и ТРО;
- оценка правильности решений (по повышению эффективности и энергосбережению) и расчеты экономической целесообразности принимаемых решений;
- прочие...

Ряд энергоблоков, выведенных из эксплуатации, готовы к разборке и освобождению площадок, по которым необходимы решения:

- технические;
- технологические, с точки зрения демонтажа оборудования и дезактивации демонтируемых конструкций зданий и сооружений;
- организационные, по использованию металла и других материалов, утилизации и захоронению отходов;
- прочие...

Каждый из обозначенных вопросов требует глубокой проработки научным и инженерным сообществом, работающим в атомной энергетике РФ и ВНИИАЭС принимает в этом активное участие, являясь главным научным руководителем эксплуатации, главным конструктором и инженером-архитектором, а где-то организатором.

Итоги эксплуатации АЭС с РБМК в 2010—2012 годах, технические проблемы заключительного этапа эксплуатации реакторов РБМК

Драгунов Ю.Г., Петров А.А.
ОАО «НИКИЭТ»
Бурлаков Е.В.
НИЦ «Курчатовский институт»

За период 2010—2012 года продолжались работы по модернизации и продлению сроков эксплуатации (ПСЭ) АЭС с РБМК: выполнена полномасштабная модернизация с заменой систем управления и защиты и управляющих систем безопасности на энергоблоке № 1 Смоленской АЭС, проведена подготовка к продлению срока эксплуатации этого энергоблока. Ранее получена лицензия Ростехнадзора на ПСЭ энергоблока № 4 Ленинградской АЭС. Таким образом, процедуру ПСЭ на сегодня прошли 6 из 11 энергоблоков с РБМК.

На энергоблоке № 1 Смоленской АЭС впервые была внедрена комплексная система контроля, управления и защиты (КСКУЗ) с двумя микропроцессорными комплектами аппаратуры, с новыми алгоритмами контроля скорости измерения нейтронной мощности. Кроме того, Смоленская АЭС укомплектована вновь разработанным стендом проверки системы КСКУЗ.

За прошедший период последовательно улучшались нейтронно-физические и экономические характеристики активных зон реакторов в процессе внедрения уран-эрбиевого топлива обогащением 2,8% и кластерных органов регулирования системы управления и защиты.

Продолжалась опытно-промышленная эксплуатация новых видов тепловыделяющих сборок (ТВС): с профилированным по высоте

топливом, с центральным закреплением твэлов и с антидебризным фильтром.

Несмотря на длительную остановку, связанную с обследованием состояния кладки энергоблока № 1 Ленинградской АЭС, а также на ввод новых энергоблоков с ВВЭР, энерговыработка АЭС с РБМК составила в 2011 году 45% выработки АЭС России.

В 2011 году были проведены работы по восстановлению зацепления в системе тракт-графитовая ячейка по новой прогрессивной технологии без замены в этих ячейках технологических каналов (ТК), контролю состояния графитовой кладки и кривизны ТК на реакторе энергоблока № 1 Ленинградской АЭС. Обнаружилось ускорение процесса растрескивания графитовых блоков кладки в результате вторичного распухания графита, нарастающее от центра к периферии увеличение искривления ТК, в некоторых местах превысившее принятую в проекте кривизну в 50 мм на длине ТК.

Оперативно была организована совместная работа ОАО «НИКИЭТ», НИЦ «Курчатовский институт» и Ленинградской АЭС по обоснованию безопасности перегрузок на ходу, теплотехнической надёжности ТВС в искривлённых каналах и работоспособности исполнительных механизмов СУЗ в этих условиях. По результатам работ для реактора энергоблока № 1 Ленинградской АЭС обоснована возможность его эксплуатации до ППР 2012 года с каналами, имеющими прогиб до 100 мм.

Сейчас на первое место выходит задача наиболее рационального использования оставшегося ресурса графитовых кладок реакторов, эксплуатирующихся в продлённом свыше 30 лет сроке эксплуатации. Для этого разрабатывается «Программа управления старением конструкций активной зоны реакторов РБМК в дополнительный срок эксплуатации», которая включает в себя комплекс расчётных, экспериментальных и конструкторских работ, позволяющих максимально продлить безопасную эксплуатацию энергоблоков в условиях растрескивания графита кладок и нарастающих деформаций внутриреакторных узлов и конструкций.

Основные технические решения энергоблока ВБЭР-500 для региональной энергетики

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

Ключевым условием внедрения атомных станций в региональную энергетику является обеспечение экономических преимуществ по сравнению с традиционными энергоисточниками на органическом топливе. Учитывая потребный уровень мощностей в этом секторе энергетики — 100...600 МВт (эл.), достижение такой цели требует целенаправленной работы по снижению затрат на разработку и НИОКР, капитальных затрат на сооружение энергоблоков и эксплуатационных расходов.

Опыт ОАО «ОКБМ Африкантов» по разработке реакторных установок и энергоблоков малой и средней мощности и комплексные исследования их экономичности показали, что достижение приемлемых экономических показателей возможно путем эволюционного совершенствования освоенных реакторных технологий и технических решений.

ОАО «ОКБМ Африкантов» в кооперации с ОАО «НИАЭП» и НИЦ «Курчатовский институт» разрабатывает реакторных установки ВБЭР блочного типа и энергоблоки на их основе, единичная мощность которых соответствует спектру ожидаемых в среднесрочной перспективе потребностей в энергоблоках региональной энергетики.

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.

С учетом современных тенденций, реализуемых в отечественных и зарубежных проектах PWR (ВВЭР-ТОИ, APR-1400, AP-1000 и др.) и учитывая результаты НИОКР по шестипетлевой реакторной установке ВБЭР-600, ОАО «ОКБМ Африкантов» продолжены разработки РУ ВБЭР для АЭС средней мощности в части дальнейшего повышения конкурентоспособности и экономической эффективности с использованием ряда усовершенствований, в т. ч.: сокращения количества петель теплообмена при одновременном увеличении мощности петли, упрощения систем, оптимизации компоновочных решений реакторной установки в защитной оболочке.

Принципиальным требованием разработки является соответствие оборудования существующим технологическим возможностям заводов-изготовителей и обеспечение референтности конструктивных решений ВБЭР.

В настоящее время выполняется разработка 4-петлевой реакторной установки блочного типа — ВБЭР-500 ($N_э$ =500 МВт) на основе унифицированной петли теплообмена мощностью ~ 355 МВт (~120–125 МВтэ) с целью применения ее в составе энергоблоков для региональной атомной энергетики и обеспечения необходимых требований конкурентоспособности (экономичность, безопасность, маневренность.)

Основные особенности РУ ВБЭР-500 по сравнению с современными петлевыми PWR:

- компактное блочно-модульное исполнение реакторной установки;
- повышенные прочность и жесткость оборудования и систем;
- отсутствие больших и средних течей первого контура, обусловленное применением блочной компоновки;
- ограничение масштаба разгерметизации 1 контура малыми течами – разрыв трубопровода вспомогательных систем DN $\leqslant$ 60 мм;
- применение герметичных ГЦН и обеспечение плотности оборудования 1 контура;
- применение компактного прямоточного вертикального парогенератора с перегревом пара, обеспечивающего реализацию режимов маневренных режимов;
- непревышение давления в защитной оболочке более 0,3 Мпа при авариях;
- снижение радиационных воздействий на 2—3 порядка;
- повышенная устойчивость к ударным нагрузкам при землетрясении и падении самолета.

В основе конструкции реакторного блока ВБЭР-500 сохраняются основной принцип формирования реакторных блоков типа ВБЭР — на основе интегрированного корпуса, включающего в себя корпус реактора и двухкорпусные блоки «парогенератор — ГЦН».

В состав интегрированного корпуса реакторного блока ВБЭР-500 входят корпус реактора и четыре двухкорпусных блока «парогенератор – ГЦН».

Активная зона состоит из 121 ТВСА усовершенствованной конструкции.

Корпус реактора ВБЭР-500 аналогичен по размерам корпусу реактора ВБЭР-600. Сокращение количества главных патрубков на корпусе реактора с шести до четырех позволило увеличить внутренний диаметр патрубков с соответствующим снижением гидравлического

сопротивления 1 контура и, соответственно, увеличением расхода теплоносителя через активную зону.

Основные направления повышения мощности петли теплообмена в ВБЭР-500 по сравнению с ВБЭР-600 включают:

- снижение гидравлического сопротивления парогенератора по 1 контуру;
- применение в трубной системе парогенератора хромоникелевого сплава, обладающего более высокими механическим свойствами и более высоким коэффициентом теплопроводности по сравнению с титановым сплавом;
- повышение мощности ГЦН.

Блочно-модульная конструкция реакторной установки приспособлена для сооружения главного корпуса методом «открытого верха» в сочетании с крупноблочным монтажом.

Важная особенность ВБЭР — возможность реализации «линейки» мощностей энергоисточников этого типа.

Варьирование единичной мощности РУ и, соответственно, энергоблока обеспечивается изменением количества петель реакторного блока.

На основе базового четырехпетлевого варианта и применении унифицированной петли теплообмена мощностью ~ 355 МВт обеспечивается мощностной ряд РУ ВБЭР:

- базовый вариант (4 петли) — 500 МВтэ;
- 3 петли — 360 МВтэ;
- 2 петли — 250 МВтэ.

При необходимости и соответствующих требованиях региональных энергосистем может быть реализован вариант с 5 петлями мощностью до 600 МВтэ. Проектная унификация позволяет минимизировать затраты на НИОКР, а в дальнейшем – на сооружение и эксплуатацию всего ряда реакторных установок и энергоблоков.

По глубине имеющегося задела, существующей производственно-технологической базе проект не требует масштабных НИР, что является одним из факторов снижения затрат времени и средств на его реализацию.

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

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

Работа ОАО «Концерн Росэнергоатом» в новых условиях рынка

Хвалько А.А.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Действовавшая в 2006–2010 гг. «переходная» модель рынка электроэнергии и мощности позволяла АЭС получать средства на эксплуатацию и строительство за счет установления ФСТ России соответствующей величины тарифа на мощность, а также за счет доходов от продажи электроэнергии по свободным ценам.

Вступившая в силу с 01.01.2011 модель оптового рынка (так называемая, «целевая» модель) предусматривает следующие особенности участия атомной генерации:

1. Гарантии получения средств на безопасную эксплуатацию действующих энергоблоков АЭС и продолжения начатого строительства АЭС в виде установленной ФСТ России надбавки к цене мощности действующих АЭС;

2. Гарантии будущей оплаты строящихся энергоблоков АЭС в виде заключенных ОАО «Концерн Росэнергоатом» со всеми потребителями оптового рынка сроком на 20 лет договоров купли-продажи мощности новых энергоблоков АЭС, цена мощности для которых устанавливается ФСТ России;

3. Возможность участия новых энергоблоков АЭС в конкурентных отборах за право поставки мощности за 5 и более лет до начала поставки, что обеспечивает учет длительности строительства АЭС по сравнению с тепловой генерацией и может расширить список станций, в отношении которых заключены договоров купли-продажи мощности новых энергоблоков АЭС.

В «целевой» модели торговля электроэнергией и мощностью осуществляется по свободным ценам, по регулируемым государством тарифам электроэнергия и мощность поставляются только населению и приравненным к нему категориям.

С 01.01.2011 произошло существенное изменение вклада каждого из двух товаров (электроэнергия и мощность) в суммарный доход ОАО «Концерн Росэнергоатом». Если в 2010 году около 50% выручки АЭС было получено от продажи мощности, то в 2011 году эта доля уже составляет порядка 30%. Данное обстоятельство накладывает дополнительные требования к качеству работы генерирующих компаний на оптовом рынке как в части долгосрочного планирования (например, ремонтных компаний, и их переносов), так при краткосрочном планировании несения нагрузки на сутки вперед. Повышаются требования и к точности прогнозов ценовых параметров рынка электроэнергии, так как при большом вкладе продажи электроэнергии в совокупной доход

генерирующей компании даже небольшие ошибки в прогнозах цен могут сыграть определяющую роль в выполнении бизнес-планов.

В докладе представлены результаты работы АЭС в 2011–2012 гг. в условиях «целевой» модели рынка, обсуждаются наиболее значимые события, повлиявшие на функционирование АЭС на оптовом рынке в этом периоде, а также рассмотрены перспективы энергосбытовой деятельности АЭС при дальнейшем реформировании модели рынка.

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

Штромбах Я.И., Чугунов О.К.
НИЦ «Курчатовский институт»

В докладе рассматриваются основные закономерности радиационно-термического поведения графита, выполненные на базе исследований по облучению образцов графита в исследовательских реакторах, а также при исследовании свойств графита кернов (образцов), взятых из графитовых кладок различных АЭС с реакторами РБМК-1000 на различной стадии их эксплуатации.

На основании результатов исследования кернов графита были сделаны заключения о текущем состоянии графита кладок реакторов и прогноз по их остаточному ресурсу. Такая работа была проведена для всех АЭС с ректорами РБМК-1000 (1–4 энергоблоков Ленинградской АЭС, 1–4 энергоблоков Курской АЭС и 1-го энергоблока Смоленской АЭС). По результатам исследований было сделано заключение, что состояние графита кладок удовлетворительное и препятствий для их дальнейшей эксплуатации нет.

Прогноз по остаточному ресурсу графитовых кладок различных АЭС проводился согласно разработанной «Методике оценки остаточного ресурса графитовой кладки реактора РБМК-1000» — РД ЭО 362-0265.

В методике описан сам механизм старения графита кладки, указаны методы измерения тех или иных свойств графита и определены критерии работоспособности узлов и элементов активной зоны реактора, выполненных из графита.

В качестве критериев оценки работоспособности клади устанавливаются:

- исчерпание технологического (газового) зазора между канальной трубой (ТК) и графитовым блоком (ГБ) – отсутствие их силового взаимодействия;

- деградация графита как конструкционного материала (не превышение флюенса повреждающих нейтронов величины критического ($F_н < F_{кр}$));
- целостность графитовых блоков – наличие (отсутствие) сквозных продольных трещин и последующий изгиб графитовых колонн;
- вертикальная усадка колонн – обеспечение работоспособности телескопического соединения (ТСТ).

В процессе исследований измерялись все основные физико-механические свойства графита – проводились рентгеноструктурные исследования, исследования прочностных свойств (модуля упругости и прочности), теплофизических свойств (коэффициента теплопроводности и термического расширения, электропроводности).

В результате всех проведенных исследований было показано, что ресурс графитовых кладок всех АЭС с реакторами РБМК-1000 не должен быть меньше 40 лет эксплуатации реакторов на номинальной мощности.

Однако следует заметить, что при прогнозировании остаточного ресурса кладки необходимо учитывать все особенности эксплуатации конкретного энергоблока (температуру графита, темп энергонаработки и т.д.). Так, например, при расчетном прогнозировании остаточного ресурса кладки 1-го энергоблока Ленинградской АЭС по критерию растрескивания графитовых блоков начало массового растрескивания нами прогнозировалось в районе 12–13 годов, однако обследование кладки в 2011 году показало, что этот процесс уже начался.

Перспективные проекты реакторных установок ВВЭР

Беркович В.Я., Никитенко М.П., Махин В.М., Чуркин А.Н.
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

Корпусные ядерные реакторы с водой под давлением за многие годы эксплуатации продемонстрировали во всем мире свою технологичность и эффективность. Безопасность АЭС с реакторами данного типа неуклонно повышалась из проекта в проект по мере появления новых знаний и требований регулирующих органов. В России энергетическое направление данных реакторов представлено технологией ВВЭР, которая была разработана и продолжает совершенствоваться в кооперации таких организаций, как ОКБ «ГИДРОПРЕСС», НИЦ «Курчатовский институт», АЭП, СПбАЭП и др.

В настоящее время технология ВВЭР получила свое развитие в разработке проекта АЭС с типовым оптимизированным и информатизированным энергоблоком (ВВЭР-ТОИ), который базируется на проекте АЭС-2006. Основными целями проекта ВВЭР-ТОИ являются снижение стоимости сооружения и эксплуатации, повышение удель-

ных показателей и безопасности (время автономности энергоблока предполагается повысить до 72 ч), выполнение проекта в современной информационной среде. Это проект поколения 3+, отвечающий всем современным Российским и международным (МАГАТЭ, EUR и др.) требованиям.

Дальнейшее развитие технологии ВВЭР соответствует утвержденной Правительством РФ в 2009 г. «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», и направлено на:

- расширение энергетического ряда энергоблоков (от 300 до 1800 $МВт_{эл}$);
- адаптация проектов для использования МОХ-топлива;
- разработка эволюционного варианта проекта СУПЕР-ВВЭР со спектральным регулированием с экономией природного урана до 30%;
- разработка инновационного варианта проекта СУПЕР-ВВЭР поколения 4 со сверхкритическими параметрами пара (ВВЭР-СКД) с коэффициентом воспроизводства топлива близким к 1 для работы в структуре ЗЯТЦ.

В докладе обозначены основные технические решения новых проектов, направления ведения работ, обозначены необходимые НИОКР в обоснование проектов.

Перспективы развития и внедрения замкнутого топливного цикла

Сараев О.М.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Задача перевода атомной энергетики на замкнутый топливный цикл уже четверть века не имеет сколько-нибудь конкретного плана реализации. Главные причины в этом – отсутствие нужды, программы реализации и мотивированного заказчика. В сегодняшних условиях таким заказчиком может и должно стать ОАО «Концерн Росэнергоатом» (далее – Концерн), так как оно через 10–15 лет встретится с угрозой потери конкурентоспособности на рынке электроэнергии.

Существенным препятствием для конкурентоспособного развития Концерна становятся:

- исключительно низкая эффективность использования урана, определившая растущую затратность содержания «ядерного наследия»;
- неприемлемый рост затрат на обращение с ОЯТ в связи с выводом из эксплуатации энергоблоков старого поколения;
- независимое от Концерна ценообразование на урановое топливо и услуги по обращению с ОЯТ.

Возникающие в связи с этим в Концерне проблемы необходимо компенсировать. Это возможно лишь с внедрением новых реакторных технологий и ростом доли плутония в производстве тепла, что является существом замыкания ядерного топливного цикла (ЯТЦ).

Необходимость ускоренного замыкания ЯТЦ путем замещения урана-235 плутонием признана доминирующей в среднесрочных (до 2030 года) планах стратегического развития Концерна.

О динамике затрат на услуги по обращению с ОЯТ говорит следующий прогноз: при росте за 15 лет установленной мощности АЭС в 2 раза затраты Концерна на услуги по обращению с ОЯТ возрастают в 7 раз.

С 2027 года всё ОЯТ будет собственностью Концерна со всеми обременениями по обращению с ОЯТ.

В период с 2016 по 2027 гг. будут остановлены энергоблоки старого поколения для последующего вывода из эксплуатации мощностью более 12 ГВт, ОЯТ которых подлежит выгрузке и отправке на предприятия отрасли для хранения. До 2030 года будет вывезено только топливо РБМК в массе 11 876 т.

Ввод новых мощностей АЭС до 2030-х годов вызовет еще большее увеличение объемов ОЯТ и затрат на хранение.

Процесс носит отраслевой характер, но комплексных отраслевых планов сдерживания этого процесса нет.

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

- принять решение о строительстве серии из 6 энергоблоков с «быстрыми» реакторами типа БН-1200;
- принять решение об адаптации проекта ВВЭР-ТОИ к работе на МОХ-топливе;
- мобилизовать по нулевой стоимости «энергетический» плутоний «со склада», накопившийся от переработки ОЯТ ВВЭР, для изготовления МОХ-топлива энергоблоков БН-1200 (около 55 т. к 2020 г.);
- мобилизовать по нулевой стоимости «оружейный» плутоний, предназначенный для утилизации и в зачет этой утилизации по соглашению с США, для изготовления МОХ-топлива энергоблоков ВВЭР-ТОИ (35 ÷ 40 % активной зоны) до 38 т;
- создать производство МОХ-топлива для БН-1200 в 2 этапа;
- создать производство МОХ-топлива для ВВЭР-ТОИ;
- создать производство по переработке ОЯТ АЭС с реакторами на тепловых нейтронах в 2025 г. (1-я очередь завода РТ-2);

- создать производство по переработке МОХ-топлива, облученного в реакторах БН-1200;
- создание производства по переработке ОЯТ из уранового и МОХ-топлива ВВЭР-ТОИ в 2028 г. (2-я очередь завода РТ-2).

Что даст Концерну 1-й этап замыкания ЯТЦ?

Будет задействована с использованием МОХ-топлива (в объеме 35% активной зоны) установленная мощность ВВЭР 27 ГВт эл., что эквивалентно ~9,5 ГВт установленной мощности, условно загруженной на 100 % МОХ-топливом.

Будет задействована установленная мощность БН-1200 (6 блоков) и БН-800 (1 блок), на МОХ-топливе, эквивалентная 8 ГВт.

При нулевой стоимости плутония, цене комплектующих и затрат на снаряжение, равных 50 % от стоимости ТВС, с учетом прогноза роста цены на U_3O_8 экономия от замещения урана-235 плутонием для установленной мощности 17,5 ГВт в 2030 г. составит не менее 12 млрд. руб. в год.

Экономия от замещения урана-235 плутонием начнется уже с 2020 г. и к 2030 г. составит не менее 60 млрд.руб. при затратах на создание объектов инфраструктуры предлагаемого этапа ЗТЦ 52 млрд. руб.

С 2030 года строительство новых хранилищ ОЯТ для парка АЭС мощностью 54 ГВт не потребуется.

На основе полученного опыта и новых, «прорывных» технологий, с 2030 года возможно приступить к следующему этапу замыкания топливного цикла.

Реализация I-го этапа замыкания ЯТЦ представляет собой коммерческий проект высокой эффективности (окупается в ходе выполнения).

Необходимо на правительственном уровне решить вопросы:

- о цене и порядке использования наработанного атомными станциями плутония, выделенного из ОЯТ;
- об использовании экономии от замещения в ядерном топливе урана-235 на плутоний для целей реализации замыкания ЯТЦ.

Разработка новых конструкционных материалов для повышения эффективности и надежности оборудования АЭС

Карзов Г.П.
ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей»

1. Введение

Современное развитие атомной энергетики предусматривает создание и ввод в эксплуатацию целого ряда атомных энергетических установок различных типов.

На ближайшие 20–30 лет основным типом атомных энергетических установок будут являться установки на тепловых нейтронах с водо-водяными атомными реакторами ВВЭР. Дальнейшее развитие атомных энергетических мощностей предполагается осуществлять за счет строительства атомных установок на быстрых нейтронах. Это прежде всего установки типа БН с теплоносителем жидкий натрий, по которым у нас в стране накоплен уникальный опыт проектирования, далее следуют установки с теплоносителями жидкий свинец и эвтектика свинец-висмут. Их основным достоинством является «естественная безопасность», когда теплоноситель не допускает развития ядерной реакции и обеспечивает локализацию аварийных ситуаций. Следующей возможной линией развития могут стать высокотемпературные газовые (гелиевые) реакторы с температурой теплоносителя до 950°С. Предполагается также создание на базе развития линии ВВЭР реактора с водой под давлением сверхкритических параметров.

Совершенно очевидно, что для всех указанных типов реакторных установок необходима разработка и обеспечение промышленного производства соответствующих конструкционных материалов и технологий, включая сварочные материалы и технологии сварки.

Цикл разработки материалов:

- изучение комплекса эксплуатационных воздействий на материал и оценку доминирующих повреждающих факторов;
- выбор класса материала, обоснование композиции легирования;
- изучение закономерностей формирования структуры материала на макро-, мезо-, микро- и наноуровнях;
- разработку способов повышения сопротивления материала эксплуатационному повреждению и разрушению за счет совершенствования композиции легирования и технологии производства;
- разработку металлургических технологий;
- разработку сварочных материалов и технологий сварки;
- обеспечение на базе выполненных разработок промышленного производства металлургических полуфабрикатов и готовых изделий;
- проведение комплекса испытаний эксплуатационных характеристик материала;
- разработка методов расчета прочности и долговечности оборудования.

Только на базе всего этого комплекса работ может быть обеспечено создание современных конструкционных материалов и изготовление высоконадежных изделий.

Рассмотрим проблему разработки материалов, обеспечивающих эффективность и надежность работы оборудования применительно ко всем упомянутым выше типам атомных энергетических установок.

2. Водо-водяные атомные энергетические реакторы типа ВВЭР

Корпус реактора является основным незаменяемым элементов АЭС, поэтому срок службы АЭС практически полностью определяется сроком службы корпуса реактора. Безопасный срок эксплуатации корпусов реакторов типа ВВЭР практически определяется его сопротивлением хрупкому разрушению при аварийном охлаждении.

При создании нового поколения реакторов ВВЭР — реактора ВВЭР ТОИ одной из основных задач наряду с повышением мощности является также и повышение расчетного срока службы не менее 60 лет. Это достигается конструктивными изменениями корпуса реактора, в результате которых сварные швы выносятся за пределы значимого флюенса ($F \leq 1 \cdot 10^{18}$ н/см^2), что значительно снижает остроту проблемы. Тем не менее, с учетом имеющейся мировой тенденции увеличения проектных сроков эксплуатации корпусов реакторов до 80 и даже до 100 лет, сохраняются требования к высокой радиационной стойкости основного металла корпуса. Для решения указанной задачи в ЦНИИ КМ «Прометей» на основе широко известной стали 15Х2МФА-А, применявшейся для изготовления корпусов ВВЭР-440 была разработана и освоена в промышленном производстве сталь нового поколения 15Х2МФА-А модификации А.

Эта сталь имеет исходную критическую температуру менее –35 °С и обеспечивает прочность металла при рабочей температуре на уровне требований категории КП-45. Сталь имеет высокую радиационную стойкость, что позволяет в случае её применения обеспечить значение критической температуры металла корпуса реактора ниже 30 °С до флюенса нейтронов на стенку корпуса реактора не менее, чем $2 \cdot 10^{20}$ н/см^2. Это практически снимает все ограничения срока эксплуатации корпуса реактора по условию радиационного охрупчивания металла.

Таким образом, с точки зрения корпуса реактора, становится совершенно реальным создание атомного реактора типа ВВЭР со сроком службы существенно более 60 лет, однако на пути продления срока службы реактора в целом лежит проблема обеспечения безопасности работы внутрикорпусных устройств.

В настоящее время у нас в стране для изготовления конструкций внутрикорпусных устройств (ВКУ) атомных реакторов водо-водяного типа используется сталь 0Х18Н10Т. В процессе эксплуатации конструкции ВКУ подвергаются воздействию термосилового нагружения в результате перепадов температур в диапазоне примерно 320–420 °С и нейтронному облучению, поток которого на реакторах ВВЭР-1000 за 40 лет составляет примерно 60 сна. Ожидаемый флюенс за 60 лет составит 80÷90 сна.

Наиболее опасным механизмом повреждения ВКУ является охрупчивание металла возникающего в результате фазового γ-α превращения в зонах распухания под воздействием облучения.

Как известно, под воздействием облучения происходит падение пластичности сталей аустенитного класса, однако при этом сохраняется вязкий характер разрушения металла. Если же к нейтронному облучению добавляется распухание металла, то при величине распухания более 7% возможны фазовые превращения металла, т.е. переход аустенитной γ фазы в ферритную α фазу. В этом случае под воздействием нейтронного облучения происходит очень быстрое охрупчивание участков металла с α фазой, что приводит к образованию хрупко-вязкого перехода разрушения типичного для металла с ферритной структурой.

На основании изучения факторов, определяющих данный механизм, в настоящее время можно предложить композицию легирования стали для ВКУ, которая обеспечит значительное повышение устойчивости металла против распухания и, как следствие, повышение срока службы ВКУ.

Выполненные в ЦНИИ КМ «Прометей» расчетно-экспериментальные исследования показывают, что сталь 0Х18Н10Т позволит обеспечить безопасный срок эксплуатации ВКУ реактора ВВЭР-ТОИ не более 50 лет, в то время как сталь нового состава позволит эксплуатировать конструкции ВКУ более 60 лет.

3. Установки на быстрых нейтронах типа БН с теплоносителем жидкий натрий

Основными задачами при создании материалов для этого типа установок являются:

- для корпуса реактора — обеспечение стойкости к тепловому старению;
- для внутрикорпусных устройств — обеспечение высокого сопротивления ползучести в условиях интенсивного нейтронного облучения;
- для парогенератора — обеспечение высокой коррозионной стойкости и жаропрочности теплообменных труб и корпуса аппарата.

В настоящее время для корпуса реактора и внутрикорпусных устройств рекомендована сталь Х16Н11М3, которая обеспечивает практически все требования проектантов.

В дальнейшем предполагается перейти на дополнительное легирование этого типа стали азотом, что снимет вопрос обеспечения коррозионной стойкости оборудования против атмосферной коррозии и облегчит условия монтажа оборудования.

Для теплообменных труб и корпуса парогенератора рекомендована высокохромистая сталь 071Х12НМФБ. Эта сталь позволит обеспечить срок эксплуатации парогенераторов до уровня 60 лет.

4. Установка на быстрых нейтронах с теплоносителями жидкий свинец и эвтектика свинец-висмут

Основные требования к материалам для этих установок являются: для корпуса реактора ВКУ — обеспечение коррозионной стойкости в жидком свинце и эвтектике свинец-висмут, а также радиационной стойкости при повреждающих дозах до 20–30 сна.

Следует отметить, что отличительной особенностью эксплуатации конструкционных материалов в составе этих установок является наличие адсорбционного влияния теплоносителя на поведение этих материалов, которое может проявляться в виде жидкометаллического охрупчивания.

В настоящее время детально изучены механизмы повреждения материалов при всех видах эксплуатационных воздействий и рекомендованы конструкционные материалы, обеспечивающие работоспособность всех основных элементов установки.

Для подтверждения возможности применения материалов проводятся аттестационные испытания.

Заключение

Разработка новых конструкционных материалов является неотъемлемой составляющей процесса проектирования и обоснования работоспособности оборудования.

Разработка средств отжига корпусов реакторов ВВЭР-1000

Дуб А.В.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

Одним из основных факторов, ограничивающих срок службы корпусов атомных водо-водяных энергетических реакторов ВВЭР-1000, является охрупчивание металла сварных швов №3 и №4 корпуса реактора под действием нейтронного облучения. Эффективным средством восстановления свойств металла подвергшегося интенсивному, продолжительному радиационному облучению является восстановительная термическая обработка. ОАО НПО «ЦНИИТМАШ» совместно с ООО НПФ «ТермИКС» выполняются работы по созданию оборудования для восстановительного отжига сварных швов корпуса реактора с целью продления срока службы корпуса. В работах принимают участие ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» и НИЦ «Курчатовский институт».

При разработке оборудования учитывался опыт ОАО НПО «ЦНИИТМАШ» в создании оборудования для отжига корпусов реакторов ВВЭР-440 и проведении отжигов этих корпусов, однако для решения новой задачи оказалось необходимым преодолеть трудности, связанные с неудобным для нагрева расположением сварных соединений, существенно более высокой температурой нагрева (до 565±15 °С).

Поэтому при разработке нового оборудования пришлось выполнить комплекс исследований на математических моделях с целью создания новой технологической схемы нагрева, создать новое нагревательное оборудование, впервые разработать устройства для установки внешней тепловой изоляции, создать современную систему управления процессом восстановительного отжига.

Разработаны: техническое задание, техническое предложение, эскизный проект нагревательного устройства, РКД нагревательного устройства, два варианта устройства для установки внешней тепловой изоляции на корпус реактора, РКД системы автоматического управления, контроля и регистрации теплового режима. Разработаны и испытаны опытные образцы датчиков контроля теплового режима, выполнена подготовка производства, изготовление и испытания опытных образцов нагревательных панелей, изготовлен макет нагревательного устройства и проведены эксперименты по испытанию нагревательных панелей и средств контроля температуры.

В продолжение работ предполагается изготовить разработанное оборудование, спроектировать и изготовить стапель и оснастку для наладки нагревательного устройства перед загрузкой в реактор, выполнить программирование и отладку системы управления, горячие испытания и корректировку РКД.

Для отработки режимов работы оборудования, уточнения реальных граничных условий и температурных полей на корпусе реактора и несущих конструкциях необходимо провести эксперименты и испытания оборудования на полномасштабной модели шахты и корпуса реактора. Это позволит обеспечить экспериментально-расчетное подтверждение надежности и достаточности предложенной технологии восстановительного отжига корпуса реактора, безопасности принятой концепции отжига для корпуса, шахты реактора и другого оборудования АЭС. Это дает возможность проработки вариантов дополнительного охлаждения опорных конструкций, доработки эксплуатационной документации, организации подготовки персонала для проведения отжигов.

PLENAR SESSION

Operation Experience of NPPs of JSC Concern Rosenergoatom. Ensuring Safety and Enhancement of Efficiency of Russian Nuclear Power

V.G.Asmolov
JSC Concern Rosenergoatom

The paper presents the experience related to Russian NPPs safe operation and the main results in 2011. As of 01.01.2012, there were 33 power units in operation with total capacity of 25 242 MW. Total electricity generated by nuclear power plants in 2011 was equal to 172.7 bln kW·h (about 16.6 % of total electricity generation in Russia). Load Factor (LF) was 81.2% in average.

These results have been reached due to a number of activities focused on enhancement of operational safety and reliability of power units, maintenance improvement, life extension of the operating power units, and management structure enhancement.

The paper reviews the activities in support NPPs performance enhancement, provides trends of operational events and radiation safety indicators at Russian NPPs, and describes Rosenergoatom nuclear generation goals and technical & economic objectives set for 2012.

In 2012, the main Rosenergoatom production indicators are expected to be as follows:

- generation as planned according to the FTS balance – 175.8 bln kW·h;
- planned LF value – 80.8 %.

Special attention is given in the paper to the activities aimed at operating life extension (OLE) of Russian nuclear power units in operation. As of March 2012, the OLE activities have been accomplished for 17 power units with total capacity of 9848 MW. The paper describes main results of the targeted modernization of Novovoronezh Unit 5, Leningrad Units 3 and 4, Kola Unit 3 and Beloyarsk Unit 3, which has been performed as part of the OLE activities and is focused at their safety assurance.

Prospects of VVER fuel development as well as longer-term Rosenergoatom targets as regard to MOX fuel utilization in reactors of BN and VVER type are overviewed.

The paper summarizes results of the review of Rosenergoatom NPPs' resistance to extreme external events, which has been performed based on lessons learned from the accident at Fukushima NPP. Robustness of every NPP has been analyzed for the following cases:

- complete loss of all reactor heat removal features;
- total and prolonged (over 10 days) interruption of external power supply;
- combination of 2 or more failures being independent from initial event.

Summary information is given for the emergency preparedness and response system review performed as part of WANO corporate peer review of Rosenergoatom. The peer review team had appraised highly Rosenergoatom's readiness to act under conditions of a beyond-design-basis accident.

The paper informs about OSART missions conducted at Russian NPPs. In particular, there are described the results of OSART review of Smolensk NPP in 2011.

Also, the current status of NPPs under construction as well as near-term Rosenergoatom plans of NPPs construction up to 2020 are given.

The main conclusions made in the paper are as follows:

- the management and staff of Rosenergoatom are ensuring safe operation of Russian NPPs;
- Rosenergoatom has demonstrated its capabilities to respond in adequate, prompt and efficient manner to new challenges in the NPP operational safety area;
- the system for ensuring Russian NPPs safety, which is based on the Defense-In-Depth concept, does not require any revision, and does constitute the technical policy basis for Rosenergoatom as the operating organization.
- Rosenergoatom fully executes its role and responsibility of an operating organization as stipulated by laws of the Russian Federation in the field of the use of atomic energy.

About russian nuclear power strategy TILL 2050

V.A. Sidorenko et. al.
NRC "Kurchatov Institute"

Abstract

The report describes principal elements of a strategy for nuclear power development in Russia in the 1st half of 21st century, which has been put forward by NRC "Kurchatov Institute".

1. Nuclear power scale

Nuclear power is currently and will be in a foreseeable future an integral part of Russian power industry. The size of nuclear power sector in the period till mid-century defined by energy demand growth is ensured by the fission material resource availability. Its possible development extent in a longer term is guaranteed by the technological capacities.

2. Closed nuclear fuel cycle

Any large-scale nuclear power development is associated with arrangements for a closed fuel cycle that provides for resource problem solution by means of involvement of U-238 and Th-232 isotopes in the cycle, while centralized SNF reprocessing capacities would ensure efficient monitoring of

the use of fissionable materials for civil purposes, and the radioactive waste disposal problem would be safely solved.

3. Multi-element structure

A multi-element structure of nuclear reactor fleet with evolutionary development of each of the elements would ensure the most balanced combination of the nuclear power structure with the external energy system, minimize risks caused by essential uncertainty of prospects as regard to both resource provision and utilization of new materials and technologies, and to a maximum possible extent would satisfy the economic preferences stipulated by market diversity.

4. Acceptable economics

Long terms of operation of nuclear power industry facilities taken together with essential uncertainty of price indicators make it impossible to apply formal economic criteria as a determinant of attractiveness of any elements to fill in the nuclear cluster structure, but instead allow one to use an upper estimation of the acceptable costs that refers to average world costs of primary energy. According to this methodology, the cost of NPP installed capacity, to be acceptable under Russian economics conditions, is currently about 2000 USD/kW and would increase up to 4000 USD/kW by 2030.

5. Near-term prospects

In the nearest decades, commercial demand to the nuclear power sector will be focused on enhancements of thermal neutron reactors, first of all, the LWR vessel-type technology to be offering reactors in a certain capacity range to meet demands of regional development, both domestic and worldwide. Real prospects are attributed to power technology capabilities of high-temperature reactors, including the ones related to safety. Global market requirements to a fast neutron reactor for extensive construction have not been specified yet.

6. Development pace

The structural options for nuclear power development based on the installed NPP capacity estimates (including any exported supplies) of 100 GW by 2030 and 300 GW by 2050 demonstrate a need in serial construction of fast reactors with fuel breeding to be in operation starting from approximately 2030, taking into account the limitations associated with total consumption of natural uranium, its annual consumption and the scope of separation work.

7. Safety objectives and guarantees

As regard to further nuclear power development and creation of new generations of nuclear installations, it is necessary to attain the goal of maximum possible reduction of primary hazards associated with them, by means of ensuring their immanent self-protection through a consistent implementation of the defense-in-depth strategy. To guarantee the nuclear power safety it is necessary to develop and incorporate into Russian practices the internationally recognized criteria for protection against external impacts and

natural disasters, as well as severe accident management measures focused on elimination of any consequences of a severe accident.

8. Governmental support

An innovative nature of the nuclear power requires a targeted support from the state level.

Some alternative proposals of nuclear power strategy, which are not consistent with, or contradict these initiatives of NRC "Kurchatov Institute", are reviewed in the report.

Nuclear fuel for NPP: current status and future outlook

P.I. Lavrenyuk, D.V. Krylov, V.L. Molchanov
JSC "TVEL"
V.V. Novikov
JSC «VNIINM»

Key tasks

Key tasks of the Fuel company "TVEL" in the area of nuclear fuel improvement are as follows:

- Meet requirements of Customers;
- Increase competitive ability and marketing development;
- Ensure proper safety level at operation and manufacturing of nuclear fuel.

In order to achieve specified goals the top nuclear engineering research and development institutes of in Russia fulfill under the guidance of OJSC "TVEL" continuative development of existing design and perform activities on creation of new fuel assemblies with improved technical and economical characteristics for different types of power reactors.

Nuclear fuel for VVER-440 reactors

The main trend of nuclear fuel development for VVER-440 reactors is introduction of fuel assemblies with increased up to 4,87% enrichment in uranium -235, which operation has started since 2010 at Unit 4 of Kola NPP. Similar fuel was supplied to units № 1 и 2 of Mochovce NPP in 2011 and will be supplied within 2012 to units 3 and 4 of Bohunice NPP.

A promising trend of nuclear fuel development for VVER-440 reactors is implementation of fuel assemblies of third generation (RK-3) without shroud, designed on the basis of operational experience of second generation FA for VVER-440 reactor, FA-A and FA-2 for VVER-1000. Expected effect of RK-3 introduction is enhancement of efficiency of fuel utilization by approximately 10%. First batch of RK-3 has been in operation at Unit #4 of Kola NPP since 2010.

Nuclear fuel for RBMK-1000 reactors

Development of new generation FA for RBMK-1000 is realized with a purpose to improve reliability (minimization of fuel elements failures per 1 year till

the level $(1 \div 2) \cdot 10^{-5}$ for 1 power unit) and prolongation of long-term performance (average for FA burn-up depth of unloaded fuel should be increased from 30 to 35 MW·day/kgU, and specified lifetime from 7 to 10 years).

Finalization of design activities of FA-PFC and manufacturing of the first batch is planned for the year 2012.

Nuclear fuel for VVER-1000 reactors

Successful operation of FA with rigid frames (angle plates - spacer grids in FA-A and guide channels – spacer grids in FA-2) in combination with high stability of geometry characteristics of FA allowed justification of :

- Possibility of increase of uranium charge in FA;
- Safety of nuclear fuel operation under conditions of power maneuvering within the range of 100-75-100% N_{nom};
- Operability of nuclear fuel under conditions of power uprate of VVER-1000 till 104%N_{nom} and higher (till 110% max).

At present at all power units of Balakovo NPP and Rostov NPP the fuel assemblies FA-2M are operated which have a 150 mm higher fuel column in comparison with basic version that enabled realization of fuel cycle of 3x18 months under conditions of 104% power. Fuel assemblies A-PLUS have been in operation at units №2 and №3 of Kalinin NPP since 2010. These FA have unified with FA-2M fuel bundle with increased by 150 cm fuel column and ensure similar operational conditions. Uranium charge in FA-2M and FA-A-PLUS is increased by 6% in comparison with basic versions. Introduction of FA-2M started since 2011 at unit 1 of Tianwan NPP in China.

Main actual task for enhancement of nuclear fuel for VVER-1000 reactors is to develop unified designs of FA of forth generation on the basis of FA-2M and FA-A-PLUS with 12 cpacer grids and fuel elements with fuel pellet without central hole. These construction of FA will be completely unified as for all key constituent elements and will differ only by the type of rigid frame. According to preliminary calculations increase of uranium charge in FA-4 by 8% is possible.

Nuclear fuel for NPP-2006 and VVER-TOI projects

The following tasks should be solved by designing of nuclear fuel for reactor installation AES-2006:

- Development and justification of use of heat exchange intensifier in FA in order to increase margin before crisis and reduction of steam content in the coolant;
- Justification of corrosion and radiation resistance of fuel elements claddings under conditions of high temperature (in comparison with VVER-1000), pressure and steam content;
- Development and justification of modified zirconium alloys, putting them into production;
- Calculation and experimental justification (including reactor tests in research reactor MIR) of maneuvering performance of fuel;

At the moment the first stage of elaboration of FA-2006 basic design on the basis of FA-2M with 50 mm longer fuel column is finalized (fuel cycles 3x18 months and 5x12 months, average burn-up in FA up to 62 MW·day/kgU, maneuvering within the range of 100-75-100 %N_{nom}).

In 2011 designing of FA for VVER-TOI project on the basis of FA-2006 design started. Operability of nuclear fuel at operation of reactor installation at uprated power up to 3300MW under conditions of power maneuvering within the range of 100-50-100% N_{nom} will be justified in the project.

CONCLUSION

The fuel company of Rosatom "TVEL" tends to take into account interests of its customers to the maximum extent possible and fully meet their requirements regarding the economic and engineering performance of nuclear fuel, corresponding to the operational strategy of NPP and grid requirement. Technical and economical characteristics (fuel burn-up, duration of operation and fuel cycles etc) of nuclear fuel supplied by OJSC "TVEL" to consumers correspond to the level of top fuel manufacturer worldwide.

Recent changes to WANO's Programs and Structure Following Fukushima Accident

Laurent Stricker
World Association of Nuclear Operators

Seven months after the Japanese earthquake and tsunami and the disasters that followed at Fukushima Daiichi NPS, the eleventh WANO Biennial General Meeting (BGM) was held in Shenzhen, China.

During this BGM, WANO's members unanimously approved a series of recommendations put forward by its Governing Board to renew WANO.

The recommendations, proposed by the WANO internal Commission, which was established in the immediate aftermath of the accidents at Fukushima Daiichi cover actions in the following areas:

1. Expanding the scope of WANO's activities
2. Developing a world-wide integrated event response strategy
3. Improving WANO's credibility, including important improvements to WANO's peer review process and quality of all WANO products and services
4. Improving WANO visibility
5. Improving WANO internal consistency

WANO has established an ambitious action plan containing twelve projects. International teams with WANO staff and people from the industry have been set-up and are already working hard on their specific topics.

In addition an oversight committee from the Board , chaired by the WANO President, Professor Vladimir Asmolov, has been set up to supervise the work

of the project teams and to report to the Board. More than 140 people coming from the Utilities have been proposed by their companies to take part in the project groups.

Laurent Stricker, Chairman of WANO, in his presentation at MNTK Conference will report on the ongoing projects, will comment on each project and will answer to specific questions.

- Expand the scope of WANO activities to include emergency preparedness.
- Expand the scope of WANO activities to include severe accident management.
- Implement an integrated WANO emergency response plan.
- Expand the scope of WANO activities to include on site fuel storage
- Expand the scope of WANO activities to include some aspects of design.
- Conduct a self assessment of the four WANO Regions and London.
- Improve the quality of existing peer reviews - clear identification of safety issues, fewer but higher quality AFIs, etc. Included in this project would be establishing criteria for equivalency. Increase the frequency of WANO peer reviews to once every four years. Establish a WANO assessment following each peer review.
- Put in place a real time event communication process.
- Improve WANO visibility and transparency.

WANO members collectively deliver on the commitments that have been made to expand the scope and shift its organisation from simply accident prevention, to prevention and mitigation and to provide the needed resources with the ambition to increase the staffing from 140 people to 415 by the end of 2014.

The hard work is already going forward to allow our industry emerge with a renewed focus and dedication to nuclear safety.

WANO members will continue to share and learn making every effort for a safer future. An important step will be achieved for the next BGM to be held in Moscow, May 2013, under the Presidency of Pr Vladimir Asmolov.

Arrangements for and Initial Results of Implementation of the IAEA Action Plan on Nuclear Safety Related to Operational Safety and Operating Organizations

M. Lipar
IAEA

A special IAEA Ministerial Conference was convened on Nuclear Safety, devoted to the Fukushima Daiichi accident, which took place in Vienna in June. The Conference adopted a Ministerial Declaration aimed at strength-

ening nuclear safety, emergency preparedness, and radiation protection of people and the environment worldwide. That Declaration formed the basis of the 12 *IAEA Action Plan on Nuclear Safety*, which was endorsed by all Member States at the IAEA General Conference in September 2012. Strengthening nuclear safety in light of the accident is addressed through a number of measures proposed in this Action Plan including 12 main actions, each with corresponding sub-actions as follow: Undertake assessment of the safety vulnerabilities of nuclear power plants in the light of lessons learned to date from the accident; Strengthen IAEA peer reviews in order to maximize the benefits to Member States; Strengthen the effectiveness of national regulatory bodies; Strengthen the effectiveness of operating organizations with respect to nuclear safety; Review and strengthen IAEA Safety Standards and improve their implementation; Improve the effectiveness of the international legal framework; Facilitate the development of the infrastructure necessary for Member States embarking on a nuclear power programme; Strengthen and maintain capacity building; Ensure the on-going protection of people and the environment from ionizing radiation following a nuclear emergency; Enhance transparency and effectiveness of communication and improve dissemination of information; Effectively utilize research and development.

Following progress have been made in implementation of the Action Plan:

An IAEA international expert mission was conducted in Japan from 23 to 31 January 2012 to review Japan's approach for assessing safety at Japanese nuclear power plants; Activities to strengthen IAEA peer review services have been identified and completed; Coordination and cooperation between the IAEA and the World Association of Nuclear Operators (WANO) has been strengthened, new MoU is under development ; and four Operational Safety Review Team (OSART) missions, including follow-up missions, have been conducted, two of them with a new module Severe accident management; A systematic review of the IAEA Safety Standards has been undertaken and is now the subject of consideration by the Commission on Safety Standards; A web-based platform to strengthen communication on the activities associated with the Action Plan has been launched; and a review of International Nuclear Event Scale (INES) as a communication tool has been initiated; A number of meetings and workshops relevant to the Action Plan have been held, including an International Expert's Meeting on Reactor and Spent Fuel Safety in the Light of the Fukushima accident.

Lessons of Fukushima-Daiichi NPP's Accidents to Contribute and to Ensure the NPPs Safety in the World

Dr. Tadashi Narabayashi
Nuclear and Environmental Systems Hokkaido University

March 11, 2011, Tokyo Electric Power Company's Fukushima Dai-ichi Nuclear Power Station (NPS) was hit by tsunami caused by the Tohoku-Pacific Ocean Earthquake, resulting in nuclear accidents in its Units 1 to 4. Loss of battery power for main control room caused the fail-close action to MO isolation valves to cutoff the IC. It was a fail-dangerous system. If the IC continue to operate, the accident would be terminated soon. RCIC steam turbine also stopped by loss of battery power in Unit #2 and #3. S/P temperature and pressure were so high that AM water injection took a lot of times. After loss of ECCS and IC core cooling, CV pressure increased. Water level drifted by vaporizing water in reference leg. Radiation level increased at T/B. Hydrogen explosion occurred after S/C wet venting. Analysis results show the RPV depressurization started before RPV bottom failure. It might be caused through melted TIP tubes in the core. Water level measurement was drifted by the loss of water in a reference leg by high-temperature superheated core. It should be supplied water to the leg. Failure of prompt water injection after RCIC stopped in unit #2 caused the core damage and H2 generation started. High-pressure discharge pump driven by diesel engine should be used.

H2 detonation were occurred after vent operation (#1, #3, #4). Radiation level increased soon after #2 CV rapture. Fukushima Daiichi NPP accident would be terminated, if sufficient examination lead to install countermeasures, such as water proof door, mobile power, etc. In Europe, it had already installed the Heat Removal System and Filtered Venting System from the lessons of TMI and Chernobyl Accidents. Vent line should be independent from SGTS/HVAC line.

From the Lessons of Fukushima-Daiichi Accidents, we should achieve the 1st class nuclear safety in the world NPPs. Solar and sustainable energy will not sufficient to replace the nuclear energy. Both the energy should be used in future. Nuclear education is very important to maintain the nuclear safety technology and safety culture in the world.

Based on lessons derived through the summarization and analysis of the findings from the accident, we earnestly make proposals and provide scientific and technological support so that these lessons can be reflected into measures taken by institutions and government agencies, thereby contributing to efforts to enhance the safety of a large number of nuclear power stations in operation throughout the world.

Implementation of compensatory measures at JSC Concern Rosenergoatom NPPs after the Fukushima accident

Shutikov A.V.
JSC Concern Rosenergoatom

1. Events at Fukushima NPP in Japan in March 2011 (7th level as per INES scale):

- impact of external extreme events of natural origin and their combinations;
- safety issues status updating;
- a new momentum for NPPs safety reviewing worldwide.

2. Safety fundamentals:

- regulatory basis (both the state and operating organization's level);
- safety ensuring technologies (Defense-in-Depth principle, diversity of principles and levels of safety, redundancy of safety trains);
- safety culture (human factor, prioritization).

3. Lessons learned from Fukushima accident:

1) the governing principle is: radiological impact on the public and the environment beyond site boundary must be excluded;

2) implementation ways, key success criteria.

4. "Stress test" methodology:

- "stress test" scope;
- key aspects of "stress tests".

5. Scheme for analysis of onset and development of severe beyond-design-basis accidents for VVER-1000/440, RBMK-1000, BN-600, EGP-6.

6. Outcomes from analysis of NPPs resistance to extreme external impacts:

- assessment of safety margins, weaknesses revealing, supplementary measures planning.

7. Measures aimed at improvement of Russian NPPs robustness as regard to extreme external impacts of natural and man-induced origin:

- Emergency preparedness,
- Supplementary design solutions,
- Seismic safety improvement,
- Supplementary calculation studies,
- SNF management,
- Emergency preparedness documentation.

8. Advantages of modern designs VVER-TOI, AES-2006 as regard to extreme external impacts:

- characteristics and design solutions, compliance with Post-Fukushima requirements.

9. Conclusion:

- general evaluation of operating NPPs safety status, activities planned.

EDF experience feedback from Fukushima accident

M. Debes
EDF Generation and Engineering Division

EDF at a glance — A major nuclear operator

EDF operates 58 PWR reactors on 19 sites (63 GWe), with three standardized standardized series (36 units 900MW, 20 units 1300MW, 4 units 1500MW) and for which EDF has a unique experience as architect engineer. The operating experience feedback represents now 1500 reactor years. The goal is to to operate the nuclear fleet in the long term, up to 60 years, through a systematic ten years safety reassessment process, under ASN control, and to invest in plant modernization and updating. The production reached 421 TWh in 2011 (» 78% of French electricity generation), within a competitive generation mix. One new EPR plant (1650 MW) is under construction at Flamanville, to be commissioned in 2016. Most of the NPPs can operate in load following mode, and 22 units are loaded with MOX fuel.

EDF key strategies for sustainable nuclear generation are the following:

- Remain an industry standard worldwide, with nuclear safety and safety culture as a first priority and , extensive use of experience feedback (including post FKH), and also competitiveness, availability and operational performances;
- Plant Long Term Operation management, through periodical 10 years safety reassessment for each standardized series, with a goal up to 60 years;
- Fuel cycle efficiency, through reprocessing / recycling and HLW waste management;
- Succeed in the EPR Flamanville-3 construction project, while drawing experience feedback;
- Being a major actor in the international development of Nuclear Power, with projects in China (construction of 2 EPR), in UK (EPR generic design assessment), USA (US EPR licensing), Poland, RSA..., and studies on the development of a new 1000 MW GEN3 reactor;
- Developing the skills and competences to achieve these objectives (International Master in Nuclear Energy ...).

Post Fukushima complementary safety assessment

In the wake of the Fukushima accident which was caused by a major tsunami, a comprehensive complementary safety assessment was launched in France. The methodology has been defined by the French nuclear safety authority (ASN), in a consistent way with EU requirements. 19 reports (sites currently operating and those under construction) have been submitted to the ASN on September 15, 2011, as required (up to 7,000 pages, published on the ASN website: www.asn.fr).

Following this comprehensive analysis, EDF was led to confirm the current good level of safety for all nuclear facilities. Most of lessons learned were already covered and anticipated through the periodical 10 years safety reassessment process, especially for flooding hazard. The new analyses led EDF to put forward to the ASN supplementary measures, taking potential situations even further than previous hypothesis that took into account the Fukushima accident. These analyses will continue to improve even more the good level of safety at EDF'S nuclear plants.

ASN has published its overall report with its own assessment and requests as of January 2012. A benchmark has been launched at European Union level (ENSREG). A full report is currently being prepared for the IAEA Convention on Nuclear Safety extraordinary meeting scheduled in August 2012.

Main conclusions and experience feedback drawn from FKH

This complementary safety assessment process confirms the current good level of safety for all nuclear facilities, with adequate safety margins. Supplementary measures are put forward, taking potential situations further:

- Reinforcement of NPPs protection against extreme earthquake and flooding conditions, protection of electrical switchyards against flooding; reinforcement of supports and anchorages...;
- Reinforcement of capabilities for cooling water and power supply: additional water reserve (basin, underground table...), back up cooling water supply; implementation of one additional back up diesel on each unit...;
- Mitigation of core melting risk to avoid long term consequences: reinforcement of protection of ultimate containment venting filters (U5) against earthquake to limit external releases...;
- Definition of a "Hard Core" of equipment and materials, protected against extreme external hazards, to increase mitigation and robustness beyond design.

In addition, a supplementary "resilient" line of defense is implemented, through a national "Rapid Nuclear Action Force" (FARN) ready to support a site in trouble within 24h, which would possibly impact all the nuclear units, in association with adequate logistics and reinforcement of crisis management premises on site.

The objective is to re-establish and/or maintain reactor cooling, with the aim of avoiding any core fusion or any significant release, with capabilities to re-inject water into the installation, to implement pumping or electric devices through "plug & play" connections, to deploy large scale equipment for protection, intervention and control. The actions are to remain in effect, after the first days of autonomous action, so as to manage the accidental situation throughout its entire duration (water provision, effluent processing...).

Fukushima demonstrated also the importance of a Strong Owner / Operator

A nuclear program is not only the the construction of NPPs. It is the ability to efficiently manage, during all the plant life normal, incidental and accidental situations and to deploy a comprehensive periodic safety reviews process to sustain NPPs long term operation. The possibility to manage in an efficient way all these challenges in the long term is of upmost importance for all stakeholders.

Fukushima makes EDF's firm convictions valid in that running a nuclear power plant safely and efficiently is enhanced when the operator has also been involved in the design and the building of the plant, and remains continuously involved in engineering and design issues through experience feedback and periodic safety reassessment process.

Fukushima impact on New Nuclear Build

The Fukushima accident demonstrates that the plant owner/operator is on the frontline for warranting nuclear safety. It also pushes forward the strengthening of safety requirements (WENRA safety objectives, MDEP...). Generation III and III+ reactors are now the reference and safety is recognized worldwide as the first priority which, nonetheless, does not prevent the nuclear power project from being competitive. It stresses also that the independence of the regulator (from the licensee and any other body...) is a key factor for the credibility of a project and safety oversight. It will also enhance international institutions' greater role (IAEA, OECD/NEA, WANO...) in the development of new nuclear power programs forwarding high safety standards.

Safety and economics of nuclear energy industry of Ukraine after accident at Fukushima NPP

D.V.Biley
NNEGC "Energoatom", Ukraine

1. Status of safety at Ukrainian NPPs.

Brief description will be provided concerning nuclear and radiological safety of Ukrainian nuclear power units.

2. Main advantages of Ukrainian nuclear power units in comparison to the units of Fukushima NPP-1

- VVER reactors enable heat removal through secondary circuit.
- Control rods of reactor protection of VVER come downward self-actuating under action of gravity
- Two systems are provided by the design of VVER to ensure under- criticality.
- VVER containment has a bigger capacity (volume) than BWR one

3. Main results of specific reassessment of Ukrainian NPP safety.

- VVER design makes it possible to remove heat via secondary circuit. This advantage enables removal of residual heat when only one steam generator is available. Provided that there is feed water in the steam generator and natural circulation is available transient processes accompanied with loss of cooling via primary circuit (leakages etc) are essentially alleviated.
- High redundancy of systems, structures and components and power sources (diesel generators) in Ukrainian NPPs with VVER provides supplementary possibilities and flexibilities in accident management. Additional safety improvements for prevention of severe accidents like supplementary emergency feed-water system, electrical interconnection between power units and systems, emergency response measures are already introduced in the design.
- Large water reserve at NPPs with VVER reactor increases time available for severe accidents management. According to calculations VVER reactors have sufficient time to recover the function of reactor cooling

4. Main activities for safety enhancement planned in Ukraine.

- Develop and implement severe accidents management guidance.
- Realize measures on monitoring and reducing of hydrogen concentration in the containment under conditions of beyond the design basis accidents.
- Maintain containment integrity in case of interaction with melted fuel-containing materials after break of reactor vessel under severe accident conditions.
- Develop and implement emergency diagnostics under conditions of severe accident.
- Implementation of filtered discharge of media from gas purification system under conditions of severe accident.
- Provide steam generator makeup under conditions of entire NPP blackout during a long period of time.
- Ensure emergency power supply under conditions of entire NPP blackout during a long period of time.
- Ensure functionality of A group equipment consuming service water under conditions of spray ponds dewatering.
- Provide feeding and cooling of cooling pond under conditions of entire NPP blackout during a long period of time.
- Instrumentation during and after accident.

5. Lessons learnt from the accident at Fukushima NPP-1 and economic issues

- Fukushima lessons gave a new impulse for development of nuclear power that will lead to new level of safety quality

- This process will require additional investments, though additional expenditure necessary for implementation of NPP safety measures is much smaller than those consequences occurred due to accident at Fukushima NPP and Chernobyl NPP.
- To summarize I may point out that despite those negative consequences that periodically occurred due to nuclear accidents during the last forty years, nuclear energy industry is attractive from point of view of energy resources utilization and continues constituting the basis for energy independence for many countries in the world.

Development of activities on scientific and technical support in operation of NPP power units

S.I. Antipov
OJSC «VNIIAES»

VNIIAES as an institute established to solve problems arising in the course of nuclear power plants operation of Soviet Union and now in Russian Federation performs a function of scientific and engineering and technical support practically in all areas of activities and in solving of all major problems occurring in the course of NPP life cycle.

At present a vigorous development and life time extension accompanied by deep modernization of Russian nuclear energy fleet provokes technical, technical and economical, managerial and other questions to be solved. The power units of new generation (NPP-2006, VVER-TOI etc) shall meet the up-to-date requirements to reliability, safety, cost-effectiveness in the stage of erection, operation and decommissioning, leave a minimal amount of liquid and solid radioactive waste, they should enable from technical/process point of view frequency regulation in the power grid, they should be able to meet the market competition as for cost and terms of construction, state-of-the-art technical aids should be used to design them, they should be outfitted with Automatic Process Control System with sophisticated man-machine interface corresponding to recent (post - Fakushima) safety and other requirements.

Operation of acting power units and units under construction requires today a number of items to be solved:

- Stuff reduction per one kW of installed capacity ($K_{ш}$);
- Reduction of term and improvement of quality of maintenance;
- Organization of works on power unit life time extension after expiry of design life time;
- resolution of issues of LRW and SRW treatment and disposal;
- Validation of solutions approved concerning effectiveness enhancement and energy saving and feasibility studies for solutions approved;
- others....

A number of decommissioned power units which are ready for dismantling and site cleaning require some solutions of the following nature to be taken

- technical;
- process, from point of view of disassembly of equipment and decontamination of buildings and structures parts to be dismantled;
- organizational: as for metal and other materials use, waste recovery and disposal
- other...

Any issue mentioned above needs to be intensively studied by scientific and engineering community involved in nuclear energy industry of Russia where VNIIAES plays an active part acting as chief research manager for operation, chief designer and architectural engineer and in some projects as initiator.

Operational results of NPPs with RBMK reactors for the period of 2010-2012, technical problems of final stage of RBMK reactors operation

Yu.G. Dragunov, A.A. Petrov
OAO «NIKIET», Moscow
E.V. Burlakov
National Research Centre "Kurchatov institute", Moscow

Realization of upgrade and lifetime extension activities of NPPs with RBMK reactors continued over the period of 2010-2012: full-scale modernization with replacement of control and protection systems and safety control systems at power unit 1 of Smolensk has been performed, preparatory activities for extension of operational life time of mentioned power unit has been implemented. Earlier Rostechnadzor granted a license for life time extension of unit 4 of Leningrad NPP. Thus at present, 6 of 11 units with RBMK reactors underwent authorization procedure necessary for life time extension.

An integrated monitoring, control and protection system (IMCPS) outfitted with two kits of microprocessor-based hardware, and new check algorithms of neutron power measurement rate were implemented for the first time at power unit #1 of Smolensk NPP. Besides this, Smolensk NPP was equipped with a redeveloped stand for testing of IMCPS.

During the past period neutronic physical and economical characteristics of reactor cores were sequentially improved due to implementation of uranium- erbium fuel of 2,8% enrichment and cluster regulating elements of control and protection system.

Pilot operation of new types of fuel assemblies – ones where fuel is profiled throughout the height, ones where fuel rods are fastened centrally, and ones with anti-debris filters –proceeded.

Despite a long-term outage related to inspection of stack status of Unit 1 Leningrad NPP as well as commissioning of new VVER power units, power output of NPPs with RBMK reactors made 45% of total power produced by Russian nuclear power plants in 2011.

In 2011 works aimed at recovery of engagement between tube and graphite cell applying new advanced technology without replacement of process channels in these cells were carried out, as well as inspections of graphite stack conditions and curvature of process channels of unit 1 reactor of Leningrad NPP. Acceleration of fissuring process in graphite blocks of stack caused by secondary swelling of graphite, increased curvature of process channels progressing from center to periphery, exceeding in some places curvature of 50 mm on the length of process channel specified by the design were discovered.

Promptly collaboration between Leningrad NPP and OJSC "NIKIET", National Research Centre "Kurchatov institute" was organized with a purpose to justify safety of on load refuelling, thermal reliability of FA in the curved channels and operability of actuating mechanisms of control and protection system under given conditions. According to results of works operation of power unit #1 of Leningrad NPP with channels having a bend up to 100 mm was justified till outage 2012.

At present a task of more rational use of remaining life period of graphite stacks of reactor, which are operated for extended over 30-years period, comes to prime importance. A program of ageing management of RBMK reactor core structures during extended period of operation was developed, that includes a set of calculations, experimental and engineering works allowing to maximally extend safe operation of power units under conditions of graphite stacks fissuring and growing deformation of internal blocks and structures.

The main engineering solutions implemented in VBER-500, a power unit for regional power supply

V.V. Petrunin, Yu.P. Fadeev, A.Ye. Arefiev
JSC "OKBM Afrikantov", Nizniy Novgorod
Yu.A. Ivanov, A.V. Yeremin
JSC "NIAEP", Nizniy Novgorod
Yu.M. Semchenkov, V.A. Sidorenko, V.A. Gorbayev
NRC "Kurchatov Institute", Moscow
S.V. Yegorov
JSC "Concern Rosenergoatom"

A key precondition for nuclear plants introduction into regional power systems is the attainment of their economical competitiveness as compared to conditional fossil fuel based energy sources. Given the capacity demand in this power sector being estimated as 100 to 600 MWe, a work focused on

cost reduction in areas of research and development, capital investment in power unit construction and operational costs is needed.

JSC "OKBM Afrikantov" experience with designing reactor units and power units of small and medium size taken together with comprehensive studies of economic efficiency of such units have demonstrated that attainment of acceptable economic performance is feasible by means of an evolutionary development of those reactor technology and engineering solutions that have been already mastered.

JSC "OKBM Afrikantov" in cooperation with JSC "NIAEP" and NRC "Kurchatov Institute" is developing the modular-type VBER reactor units as well as power units based on these reactors, which capacity (per unit) corresponds to the range of regional power system demands as expected in the medium-term.

The design concept for such installations is based on a combination of technologies and experience gained with development and operation of ship nuclear power installations that comprise the solutions for reactor core and fuel cycle, which have been thoroughly developed in the civil nuclear power industry.

Given the modern trends being implemented in domestic and foreign PWR designs (VVER-TOI, APR-1400, AP-1000, etc.) and taking into account R&D results for six-loop reactor unit VBER-600, JSC "OKBM Afrikantov" continues development of a VBER reactor unit for medium-size nuclear power plant with focus on further enhancement of its competitiveness and economic efficiency by means of a number of improvements including: reduction of number of heat exchanging loops with a loop capacity being increased accordingly; simplification of systems; optimization of layout solutions for reactor unit inside containment.

A fundamental precondition for the development is to ensure compliance of the equipment with the existing technological capabilities of manufacturing plants as well as to provide for reference to VBER design solutions.

Currently, a four-loop module-type reactor unit VBER-500 (Nel = 500 MW) based on a standard design heat exchange loop of ~ 355 MWt (~120–125 MWe) capacity is under development with the purpose of its use in power units for regional power systems while providing for meeting necessary competitiveness goals (economic efficiency, safety, manoeuvrability)

The basic features of VBER-500 reactor unit as compared to modern loop-type PWRs are as follows:

- a space-saving modular layout of the reactor unit;
- increased strength and rigidity of equipment and systems;
- absence of large- and medium-size leaks from primary circuit due to the modular design
- primary circuit depressurization is limited and does not go beyond the small LOCA domain, i.e. auxiliary system pipeline break of ⩽ 60 mm diameter;

- application of leaktight MCPs and provision for primary circuit equipment leaktightness;
- application of a compact straight-flow steam generator with steam superheating capability that makes it possible to implement manoeuvre (load-following) regimes;
- containment pressure does not exceed 0.3 MPa under accident conditions;
- reduction of radiological impacts by 2–3 orders of magnitude;
- increased resistance to load impacts in case of earthquake or aircraft crash.

The VBER-500 reactor unit design is based on the primary principle for VBER-type reactor unit designing, i.e. an integrated case as a basis, which comprises reactor vessel and double-vessel SG+MCP modules.

The integrated case for VBER-500 reactor unit comprises reactor vessel and four double-vessel SG+MCP modules.

The reactor core includes 121 TVSA fuel assemblies of an advanced design.

VBER-500 reactor vessel has the same dimensions as VBER-600 one. Reduction of number of main nozzles from six to four has allowed us to increase internal diameter of the nozzles with a correspondent reduction of hydraulic resistance in the primary circuit and, as a consequence, increasing of coolant flow rate through the core.

The main areas of VBER-500 heat exchanging loop capacity increasing as compared to that of VBER-600 include:

- reduction of hydraulic resistance in the primary circuit side of steam generator;
- in the SG tubing, the use of chrome-nickel alloy with better mechanical properties and a higher thermal conductivity as compared to titanium-based alloy;
- increase of MCP capacity.

The modular design of reactor unit provides for construction of the main case from the “open top”, with a large block assemblage.

One important VBER feature is a possibility to implement a capacity range for this energy source.

Variation of capacity of a single reactor and, consequently, a single unit can be ensured by selection of reactor unit loop number.

On the basis of the standard four-loop option and application of the standard design heat exchange loop of ~ 355 MW capacity, the following VBER reactor unit capacity range can be offered:

- the basic option (4 loops) - 500 MWe;
- 3 loops – 360 MWe;
- 2 loops – 250 MWe.

If necessary, to meet relevant demands of regional power systems it is possible to implement an option with 5 loops and up to 500 MWe capacity.

The design standardization allows us to minimize R&D costs and later on, the costs of construction and operation of power units in the whole range of unit capacity.

Given the available pool of R&D results and existing production and process facilities, the project would not require any significant R&D efforts, which is a factor allowing time and resource expenditure reduction in course of its implementation.

The VBER power units can be used in the regions where power units of a larger capacity are unacceptable from the viewpoint of electric grid equipment conditions.

As compared to large-size power units, the VBER power plants are featured by lower investments needed and a shorter construction term. This provides for involvement of regional investment capabilities, including the private-public partnership option, and reduces commercial risks for potential investors.

Activities of OJSC "Rosenergoatom Concern" in new competitive business environment

A.A. Khvalko
OJSC "Rosenergoatom Concern"

Transient model of electric energy and generating capacity market effective during the period of 2006-2010 let NPPs to get funds for operation and construction thanks to prescription of corresponding tariffs for output capacity by Federal tariff service of Russia and thanks to revenue of sales of electric energy at free-of-control prices.

The model of wholesale market effective since 01.01.2011(so cold target model) provides the following features of participation of nuclear generation:

1. Guarantees of getting funds for safe operation of operational power units of NPPs and continuation of commenced construction works of NPP units in the form of markup to the price of operational capacity prescribed by Federal tariff service of Russia;

2. Guarantees of future reimbursement of costs for construction of power units in the form of agreements between OJSC "Rosenergoatom Concern" and all wholesale market consumers for sales and purchase of capacities of new NPPs units for the period of 20 years, which capacity price shall be set by Federal tariff service of Russia;

3. Opportunity of participation of new NPP units in competitive procedures for power supply five and more years ahead of supply commencement, that provides consideration of construction length in comparison with thermal generation and can extend a list of stations, in respect of which sales and purchase agreements for capacity of new units of NPPs are concluded.

Target model foresees that sale of electric energy and capacity is realized at free-of-control prices; electric energy and capacity are supplied at tariffs regulated by state only to the public and equivalent categories.

Since 01.01.2011 contribution of each of two products (electric energy and capacity) to the total income of OJSC "Rosenergoatom Concern" has been essentially modified. Given that in 2010 about 50% of NPPs income was gained from capacity sale, then in 2011 the percentage of the last made about 30%. This fact imposes supplementary requirements to the quality of work of generating companies at wholesale market both in the part of long-term planning (for example, outage campaigns, and their reschedule), and by short-term planning of load carrying for the next 24 hours. The requirements to accuracy of forecasts of price parameters of electric energy market become more stronger, as provided that big contribution to the total income of generating company is made by electric energy sale, even minor mistakes in the price forecast can play a determinative role in fulfillment of business plans.

The report contains results of NPPs operation in 2011-2012 under conditions of target model of market, most significant events are described, which affected NPP functioning at the wholesale market within this period, perspectives of energy sales of NPPs in the course of future reforming of market model are considered.

Investigation of properties, assessment of technical state and forecast of remaining life timme of constructional components of graphite-based RBMK reactor installations

Ya.I. Shtrombakh, O.K. Chugunov
NRC "Kurchatov institute»

Basic regularities of radiation and thermal behavior of graphite, performed on the basis of investigations of graphite samples irradiation in experimental reactors, as well as in the process of study of graphite properties of core sample taken from graphite stacks of different NPPs with RBMK-1000 reactors at different stages of operation are considered in the report.

Based on the results of graphite core samples study conclusions about current conditions of graphite stack of reactors and forecast about their remaining lifetime were made. Such work was performed for all NPPs with RBMK reactors (units 1-4 of Leningrad NPP, units 1-4 of Kursk NPP, unit 1 of Smolensk NPP). The conclusion made on the basis of studies results is that the condition of graphite stacks is satisfactory and there aren't obstacles for their further operation.

Forecast concerning remaining life time of graphite stacks of different NPPs was done according to developed RD EO 362-0265 «Procedure of remaining life time assessment of graphite stacks of RBMK-1000 reactor".

The procedure describes a mechanism of ageing of graphite stack , measurement methods of any particular properties of graphite and operability criteria of modules and elements of reactor core made of graphite.

The following assessment criteria of operability were defined:

- exhaustion of process (gas) space between channel tube and graphite block – lack of force interaction between them;
- degradation of graphite as constructional material (non- exceedance of disturbing neutron fluence of critical value ($F_n < F$ cr));
- integrity of graphite blocks – presence (lack) of through cracks and subsequent curve of graphite columns;
- vertical setting of columns – ensuring of operability of telescopic engagement.

All main physical and mechanical properties of graphite were measured in the course of study – X-ray diffraction study was done, strength properties (elastic modulus and strength modulus), thermal physical properties (heat conductivity factor and thermal coefficient of expansion, electric conductivity factor) were investigated.

In result of all studies performed it was stated, that the life time of graphite stacks of all RBMK reactors should be not less than 40 years of operation at nominal power.

Though it should be noticed that when forecasting remaining life time of the stack all peculiarities of any specific power unit (graphite temperature, running rate etc) should be taken into account. Thus, for example according to our estimation of remaining lifetime of the stack of 1-st unit of Leningrad NPP based on the criteria of fissuring of graphite blocks we expected that large-scale fissuring should begin in 2012-2013, but according findings of stack in 2011 this process has already taken its rise.

Advanced designs of VVER reactor units

V.Ya. Berkovich, M.P. Nikitenko, V.M. Makhin, A.N. Churkin
JSC EDO "Gidropress"

Over a long time of nuclear reactor operation in the world, vessel-type pressurized water reactors have demonstrated their manufacturability and efficiency. Safety of NPPs equipped with this reactor type increased gradually from one design to another as new knowledge became available and regulatory requirements were issued. In Russia, this type of power reactors is represented by the VVER technology that was developed and continues to evolve due to cooperative efforts of such organizations as EDO "Gidropress", NRC "Kurchatov Institute", Atomenergoproject (Moscow), SPbAEP, and others.

At present time, the VVER technology evolution is reflected in designing a NPP with generic, optimized and computerized power unit (VVER-TOI),

which is based on the AES-2006 design. The principal goals of the VVER-TOI design are: reduction of construction and operation costs, increased unit performance and safety parameters (power unit standalone operation time is expected to be increased up to 72 hours), and incorporation of a modern informational environment in the design. It would be a Gen 3+ design, with all up-to-date Russian and international (IAEA, EUR) requirements being met.

Further development of the VVER technology shall be in line with the "Energy strategy of Russia for the period till 2030", which was approved by the RF government in 2009, and shall be focused on:

- expansion of power unit capacity range (from 300 to 1800 MWe);
- tailoring the designs for the use of MOX fuel;
- development of an evolutionary option of the SUPER-VVER design with spectrum control making it possible to save up to 30% of natural uranium.
- development of an innovative (Gen 4) option of the SUPER-VVER design with supercritical steam parameters (VVER-SKD), with breeding ratio close to 1, for application within a closed nuclear fuel cycle.

The paper indicates the main technical solutions for these new designs, activity areas, and specifies some R&D studies needed for substantiation of the designs.

Prospective of Closed Fuel Cycle Development and Implementation

O.M. Saraev
JSC "Concern Rosenergoatom"

For as long as a quarter of century, the task of nuclear power sector transfer to a closed fuel cycle has not been supported by any specific implementation plan.

The main reasons can be associated with absence of a need, an implementation programme and a motivated customer. In current context, such a customer can be, and shall be JSC Concern Rosenergoatom, because otherwise, 10 or 15 years later, it will face a threat of loss of competitiveness at electricity market.

Significant obstacles at the way of Rosenergoatom competitive evolution are the following:

- Extremely low uranium utilization efficiency that determines growing costs of maintaining the "nuclear legacy";
- Unacceptable growth of SNF disposal costs associated with old generation power units decommissioning;
- The pricing for both uranium fuel and SNF management services, which is not controlled by Rosenergoatom.

Rosenergoatom shall respond to challenges arisen in this connection. However, it is possible only with introduction of new reactor technologies

and increment of plutonium share in the heat generation, which is the essence of nuclear fuel cycle (NFC) closure.

The need of accelerated NFC closure through uranium-235 replacement with plutonium is acknowledged as prevailing in the mid-term (till 2030) strategic development plans of Rosenergoatom.

An image of SNF management cost trend can be shaped by the following forecast: with doubling of NPP installed capacity within next 15 years, Rosenergoatom costs of SNF management service would raise by a factor of 7.

Starting from 2027, Rosenergoatom shall own all SNF with full-scope burdening associated with SNF management.

In the period 2016 to 2027, the old generation power units of more than 12 GW total capacity shall be shut down ultimately for subsequent decommissioning. Their SNF shall be unloaded and removed to industry's enterprises for storage. By 2030, RBMK fuel only weighting 11 876 tons shall be removed from sites.

Commissioning of new nuclear power capacities before 2030 would result in even greater SNF amounts and, consequently, storage costs.

This process has an industry-wide nature. However, no comprehensive industry-wide plans exist as to restrain it.

Given the plutonium stocks available and its generation forecasts, and taking into account minimization of costs necessary for infrastructure establishing and cost distribution over time, it is deemed feasible to close the fuel cycle having the basic 35 GW of nuclear generating capacities in conjunction with BN-1200 and VVER-TOI reactor series. To achieve this goal it is necessary to:

- make a decision regarding construction of a series of 6 power units with fast reactors of BN-1200 type;
- make a decision regarding the VVER-TOI design tailoring for operation with MOX fuel;
- utilize at zero value the power-grade plutonium stocks accumulated from reprocessing of VVER SNF, for manufacturing MOX fuel for BN-1200 power units (around 55 tons by 2020);
- utilize at zero value the weapon-grade plutonium stocks, which are destined for disposal and can be reckoned under the disposal agreement with the U.S.A, for manufacturing MOX fuel for VVER-TOI power units (35 to 40 % of the reactor core) – up to 38 tons;
- establish a facility for MOX fuel production for BN-1200 power units (in 2 phases);
- establish a facility for MOX fuel production for VVER-TOI power units;
- establish by 2025 a facility for reprocessing SNF from NPPs with thermal neutron reactors (1st phase of the RT-2 plant);
- establish a facility for reprocessing MOX fuel irradiated in BN-1200 reactors;

- establish by 2028 a facility for reprocessing uranium and MOX SNF generated in VVER-TOI reactors (2nd phase of the RT-2 plant).

How can Rosenergoatom benefit from the first phase of NFC closure?

VVER reactor installed capacity of 27 GWe would be involved in MOX fuel utilization (with 35% share in the core), This is equivalent to ~ 9.5 GW with a conditional 100% MOX fuel load.

Installed capacity of BN-1200 (6 power units) and BN-800 (1 power unit) would be involved in MOX fuel utilization, being equivalent to 8 GW with a conditional 100% MOX fuel load.

Given the plutonium zero value and the prices on components and equipping work costs that are equal to 50% of a fuel assembly cost, and taking into account U_3O_8 price growth forecast, the economic effect from uranium-235 replacement with plutonium would be not less than 12 bln. roubles annually, as calculated for 17.5 GW installed capacity by 2030.

The economic effect from uranium-235 replacement with plutonium would be achieved as early as in 2020 and would reach a level of 60 bln. roubles by 2030, versus 52 bln. roubles cost of infrastructure elements creation for the proposed phase of the NFC closure.

Starting from 2030, there would be no need to build new SNF storage facilities for the NPP fleet of 54 GW capacity.

Based on the experience obtained as well as on new breakthrough technologies, it would be possible to start a next phase of NFC closure since 2030.

Implementation of the 1st phase of NFC closure is a high-efficient commercial project (due to payback within its implementation period).

The following issues shall be resolved at the governmental level:

- regarding the price and procedure of utilization of the plutonium stock extracted from NPP-generated SNF;
- regarding use of the economic benefit from replacement of uranium-235 with plutonium in nuclear fuel for the purpose of NFC closure.

Development of Means for VVER-1000 RPV Annealing

A.V. Dub
JSC SPA "CNIITMASH"

For nuclear water-cooled water-moderated reactors VVER-1000, one of the main factors limiting reactor pressure vessel (RPV) life is embrittlement of metal of welding joints # 3 and 4 exposed to neutron radiation. An efficient method to recover properties of metal exposed to intensive and prolonged irradiation is a recovery thermal treatment. JSC SPA "CNIITMASH" jointly with NPF "TermIKS", LLC is developing equipment for recovery annealing of RPV welding joints for the goals of RPV life extension. Also, EDO "Gidropress" and NSC "Kurchatov Institute" are involved in the work.

In this development process, there is used the relevant JSC SPA "CNIITMASH" experience with equipment development for annealing VVER-440 RPVs as well as carrying out of the RPV annealing itself. However, to solve the new task it appears necessary to overcome some difficulties associated with the location of the welding joints which is inconvenient for heating, and a significantly higher heating temperature (up to 565±15 °C). As a consequence, in course of new equipment designing we had to perform a set of mathematical model studies with focus on development of a new process heating scheme, to create new heating equipment, to develop first-of-a-kind devices for application of external insulation, and to introduce a modern process control system for the recovery annealing process.

There have been developed: technical specifications, draft proposal and preliminary design documentation for the heater device, work design documents for the heater device, two options of a device for application of external thermoinsulation to RPV, work design documents for the computerized system for thermal regime monitoring, control and recording. Pilot sensors for thermal regime monitoring have been developed; preparatory works for production and testing of pilot heater panels have been carried out; a heater device prototype has been produced; and experiments aimed at testing the heater panels and the temperature control instrumentation have been performed.

It is expected that the work will continue with manufacturing of the equipment developed, designing and producing a jig and accessories for heater device adjustment prior to its uploading into the reactor; developing a software for, and adjustment of the control system; performing hot tests and updating of the work design documents.

In order to develop into the equipment working regimes, actual boundary conditions and temperature fields at the RPV and bearing structures it is necessary to perform experiments and equipment tests with a full-scale mockup of reactor well and RPV. This would allow us to provide an experimental and calculation justification of reliability and adequacy of the proposed technology for RPV recovery annealing, safety of the adopted annealing concept for RPV, reactor well and other plant equipment. This makes it possible to elaborate options for additional cooling of support structures, update the operating documentation, and organize personnel training with the goal of annealing conduction.

Development of New Structural Materials to Improve Efficiency and Reliability of NPP Equipment

Karzov G.P.
FSUE CRISM "Prometey"

1. Introduction

Current phase of nuclear power development envisages creation and commissioning of a number of nuclear power installations of various types.

Thermal neutron installations with water-cooled water-moderated (VVER) nuclear reactors will constitute a basic type of nuclear power installations for next 20-30 years. It is supposed that further development of nuclear generating capacities would be realized by means of construction of fast neutron nuclear installations. These are first of all installation of BN type with liquid sodium as a coolant, which unique designing experience has been accumulated in our country. Secondly, there are installations cooled with liquid lead or lead-bismuth eutectic, which principal advantage is so called "natural safety" when the coolant excludes development of nuclear reaction and confines an emergency situation. Further possible direction of the development could be high-temperature gas-cooled (helium) reactors with coolant temperature up to 950°C. There is also a proposal to create, within the general line of VVER reactor development, a supercritical pressurized water reactor.

It is obvious that all these reactor installation types require development of relevant structural materials including welding materials and technologies, and their commercial deployment.

A material development cycle includes:

- studying of the variety of operational impacts on the material under consideration and assessment of dominating damage factors;
- selection of the material class and substantiation of alloying composition;
- studying of mechanisms of material structure formation at macro-, meso-, micro- and nano-levels;
- elaboration of methods for increasing material resistance to any operational damage or destruction, by means of enhancement of both alloying composition and production technology;
- development of metallurgic technologies;
- development of welding materials and technologies;
- based on results of the development work performed, provision for commercial production of metallurgical semi-finished and/or complete products;
- performance of a set of tests focused on verification of operational characteristics of the material in question;
- elaboration of methods for equipment strength and durability calculation.

Only being based on this work complex one can ensure creation of modern structural materials and production of high-reliable items.

Below the material development issue is described specifically for each of the above-mentioned nuclear power installation types.

2. Water-cooled water-moderated nuclear power reactors (VVER)

Reactor pressure vessel (RPV) is the main irreplaceable NPP component; therefore service life of a NPP is virtually completely determined by that of its RPV. Meanwhile, VVER RPV safe operating life is determined practically by its brittle fracture resistance during cooling down in an emergency situation.

In development of a new generation VVER reactor design, VVER-TOI, one of principal tasks, besides rated power increasing, is also attainment of a design service life not less than 60 years. This goal can be achieved through RPV structural modifications such as relocation of welding joints to areas beyond significant neutron fields (with fluence $\leq 1\times10^{18}$ neutron/cm^2), which reduces significantly the problem acuteness. Nevertheless, given the existing worldwide tendency to extend RPV design life up to 80 and even 100 years, the requirements to high radiation resistance of RPV base metal remain actual. To help solving this task, CRISM "Prometey" has developed and introduced into commercial production a new generation steel *15Х2МФА-А mod. А*, which is based on well-known steel *15Х2МФА-А* applied in VVER-440 RPVs manufacturing.

This new steel has initial critical temperature lower than -35 °C and ensures metal strength under the operating temperatures at the level specified by *КП-45* category requirements. It features by a high radiation resistance that makes it possible to ensure critical temperature lower than 30 °C under neutron fluence incident upon RPV wall up to 2×10^{20} neutron/cm^2. This removes all limitations on RPV service life related to the radiation embrittlement issue.

Thus, from the RPV perspective, creation of a VVER-type nuclear reactor with design service life significantly longer than 60 year becomes perfectly feasible task. However, on the way towards extension of service life of reactor as a whole there is an obstacle associated with a need of ensuring safety of reactor internals.

Currently in our country, steel *0Х18Н10Т* is used for manufacturing of structures for reactor internals installed in water-cooled water–moderated nuclear reactors. In course of operation, the reactor internal structures undergo thermal and stress load impacts due to temperature alterations in the range approximately from 320 to 420 °C and neutron irradiation with fluence reaching a level of 60 dpi over 40 years for VVER reactors. The 60-year fluence is expected to be as high as 80–90 dpi.

The most hazardous reactor internal damaging mechanism is the metal embrittlement occurring as a result of γ-α phase change in swelling zones under irradiation.

It is known that irradiation causes loss of plasticity of austenite steels while the ductile nature of metal destruction remains. If neutron irradiation is supplemented by metal swelling exceeding 7%, there become possible metal phase changes i.e. transition of austenite γ phase into ferrite α phase. In such case, embrittlement in α-phase metal zones goes rapidly and results in formation of brittle-ductile transition, which is typical for destruction of metal with ferrite structure.

Based on results of studying the factors governing this mechanism, it is possible nowadays to propose an alloying composition for reactor internal steel, which would ensure significant metal swelling resistance and, consequently, an increased service life of reactor internals.

Calculations and experiments accomplished by CRISM "Prometey demonstrate that steel *0X18H10T* provides for not more than 50-year term of VVER-TOI reactor internals safe operation, while the new steel composition would ensure the reactor internals operation term of 60 years and more.

3. Fast neutron installations of BN type cooled with liquid sodium.

While developing materials for this reactor type, the challenges are as follows:

- concerning RPV: ensuring resistance to thermal ageing;
- concerning reactor internals: ensuring a high creep resistance under conditions of intensive neutron irradiation;
- concerning steam generators: ensuring a high corrosion resistance and a high-temperature strength of heat exchanging tubes and the case.

Currently, steel *X16H11M3* is recommended for RPV and reactor internals, which is met virtually all requirements of the designers.

In future it is supposed to transfer to a supplementary nitrogen alloying of this steel, which would eliminate the issue of ensuring equipment resistance to atmospheric corrosion and facilitate conditions for equipment assemblage.

High-chromium steel *071X12HMФБ* is recommended for heat exchanging tubes and SG case. This steel would ensure steam generator service term up to 60 years.

4. Fast neutron installations cooled with liquid lead or lead-bismuth eutectic (LBE)

The basic requirements to materials for these installations are:

- concerning RPV and internals : ensuring corrosion resistance in the environments of liquid lead and LBE as well as radiation resistance to damaging doses of up to 20-30 dpi.

It should be noted that a distinguishing feature of structural material operation as part of these installations is existence of an adsorption effect of the coolant on material behavior, which may become apparent in form of a liquid-metal embrittlement.

At present time, mechanisms of metal damage are studied in detail for all kinds of operational impacts, and structural materials are recommended for implementation, which ensure operability of all main components of an installation.

To validate applicability of materials, relevant certification tests are carried out.

Conclusion

Development of new structural materials is an integral part of the process of equipment designing and operability justification.

Секция 1

БЕЗОПАСНАЯ И ЭФФЕКТИВНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ АЭС РОССИИ

Подсекция 1.1
ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ АЭС С ВВЭР, РБМК, БН, ЭГП-6

Направление
ЭКСПЛУАТАЦИЯ АЭС С РЕАКТОРАМИ ВВЭР

AREVA's solution for post Fukushima safety enhancements

Rolf JANKE
AREVA NP GmbH

In the last year after the Fukushima accident, AREVA has engaged with utilities to demonstrate safety of their plants both in operation and construction. In that perspective, the Safety Alliance program was designed to provide an adapted structure for analyzing safety issues and for assembling the solutions needed to address them. The Safety Alliance program helps utilities meet every-increasing safety requirements and achieve today's three main safety imperatives:

- Resistance to Major Hazards
- Robustness of Cooling Capability
- Prevention of Environmental Damage

For each of the three safety imperatives, AREVA offers safety analyses, safety upgrades and safety procedures, proven solutions as well as innovations specifically developed to respond to the new challenges utilities must face.

Some examples of AREVA's extensive Safety Alliance portfolio includes: External hazard safety analysis, safety margin reassessment, flooding protection, alternative power and cooling water supply, hardened 3rd grid connection, filtered containment venting systems, passive autocatalytic recombiners, post-accident sampling systems and monitoring, used fuel recycling and interim dry storage, as well as training and advanced nuclear simulators.

Most of these products and services have already been successfully installed and implemented in many nuclear power plants worldwide with all types of reactors in operation: Pressurized Water Reactors including Russian type VVER, Boiling Water Reactors, and CANDU plants.

The presentation will focus on our good experiences of cooperation with WWER operators, in particular with Rosenergoatom, within Post-Fukushima actions. Examples will be presented based on AREVA's Safety Alliance catalogue. Attention will be paid on expected new requirements and corresponding solutions for Station Blackout, loss of heat sink, containment prevention and mitigation.

Решения АРЕВА для повышения безопасности после «Фукусимы»

Янке Р.
AREVA NP GmbH

AREVA NP GmbH в течение года, прошедшего после Фукусимской аварии, работала совместно с энергокомпаниями над подтверждением безопасности их станций, как находящихся в эксплуатации, так и строящихся. В этой связи была задумана программа «Альянс безопасности», которая призвана предоставить адаптированную структуру для анализа вопросов безопасности и для сбора и соединения решений, необходимых для реагирования на эти вопросы. Программа «Альянс безопасности» помогает энергокомпаниям удовлетворять постоянно растущим требованиям к безопасности и обеспечивать соответствие трем на сегодняшний день главным императивам безопасности:

- Устойчивость к мощным угрозам;
- Устойчивое поддержание охлаждающей способности;
- Предотвращение ущерба для окружающей среды.

По каждому из этих трех императивов безопасности АРЕВА предлагает анализы безопасности, меры повышения безопасности и процедуры безопасности, проверенные решения, равно как и инновационные подходы, специально разработанные в порядке реагирования на новые вызовы, с которыми вынужденно сталкиваются энергокомпании.

Несколько примеров из обширного портфеля «Альянса безопасности» компании АРЕВА: анализ безопасности при внешних угрозах; переоценка запасов безопасности; защита от затопления; альтернативное водо- и энергоснабжение; усиленное 3-е подключение к сети; системы фильтровентиляции гермооболочки; пассивные автокаталитические рекомбинаторы; система послеаварийного пробоотбора и мониторинга; рециклинг отработавшего топлива и промежуточное сухое хранилище; а также учебные и усовершенствованные ядерные тренажеры.

Большая часть этих продуктов и услуг уже успешно установлена и внедрена на многих атомных электростанциях мира, где эксплуатируются все типы реакторов: реакторы с водой под давлением (PWR), в том числе – российского проекта ВВЭР, кипящие реакторы (BWR) и станции CANDU.

В презентации основное внимание будет уделено положительному опыту сотрудничества с операторами ВВЭР, в частности с ОАО «Концерн Росэнергоатом», в рамках постфукусимских действий. Будут представлены примеры из каталога «Альянс безопасности» компании АРЕВА. Внимание будет обращено на ожидаемые новые требования и соответствующие решения для полной потери энергоснабжения станции, потери конечного поглотителя, предупредительные и ослабляющие меры для гермооболочки.

Обоснование возможности перехода энергоблоков с ВВЭР на калий-водородный водно-химический режим первого контура

Задонский Н.В., Быстрова О.С.
НИЦ «Курчатовский институт»

В проекте ВВЭР ТОИ предусматривается использование калиевого ВХР с дозированием газообразного водорода. Основное отличие этого ВХР от аммиачно-калиевого – отказ от использования технологии накопления водорода за счет дозирования аммиака. Переход на прямое дозирование газообразного водорода в подпиточную воду обеспечивает следующие преимущества:

- снижение потребления ионообменных смол в системах очистки и переработки теплоносителя;
- снижение количества жидких радиоактивных отходов за счет сокращения объема регенерационных растворов в системах переработки теплоносителя;
- минимизация образования окислительных продуктов радиолиза в «горячем» состоянии, на МКУ мощности, а также при работе в маневренных режимах, что повышает коррозионную стойкость оборудования контура;
- повышение стабильности поддержания водородного показателя pH(t) в теплоносителе, что обеспечит снижение загрязненности оборудования контура;
- упрощение технологии поддержания ВХР в периоды пуска, расхолаживания и при работе в режимах маневрирования;
- снижение объема лабораторного контроля и упрощение внедрения системы автоматизированного контроля параметров ВХР первого контура;
- снижение выбросов изотопа ^{14}C, генетически значимого нуклида.

Технология прямого дозирования газообразного водорода в подпиточную воду используется на всех АЭС с PWR. Опыт работы АЭС с PWR показывает, что дозирование газообразного водорода обеспечивает эффективное подавление окислительных продуктов радиолиза и поддержание в теплоносителе контура при работе на мощности концентрации кислорода на уровне менее 0,005 мг/дм^3.

Анализ технологических схем систем продувки-подпитки и дозирования водорода на АЭС с PWR показал, что существует два варианта технического решения узла дозирования – с использованием бака сатуратора и с использованием водовоздушного эжектора.

В проекте ВВЭР ТОИ в качестве технического решения узла дозирования предлагается использование типовой схемы с эжекторным насосом, применяемой как на действующих, так и в новых проектах АЭС с PWR. Однако схемное решение системы продувки-подпитки

ВВЭР ТОИ существенно отличается от используемого в проектах PWR, что может оказать влияние на возможность управления концентрацией водорода в теплоносителе контура. Исходя из этого, возникает необходимость в обосновании принятых проектных решений и выборе оптимальных режимов работы системы продувки-подпитки и узла дозирования водорода.

В докладе представлены результаты расчетного обоснования оптимальных параметров и режимов работы узла дозирования водорода, обеспечивающих поддержание концентрации водорода в теплоносителе первого контура ВВЭР ТОИ в соответствии с требованием норм ВХР во всех режимах работы энергоблока.

Развитие методики КГО с циклированием давления для модернизированного топлива ВВЭР

Лиханский В.В., Зборовский В.Г., Евдокимов И.А., Сорокин А.А.
ФГУП «ГНЦ РФ ТРИНИТИ», г.Троицк
Иванов Н.А.
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

В настоящее время в России проводятся работы, направленные на повышение экономической эффективности и безопасности ядерного топлива реакторов типа ВВЭР. В частности, внедряются модернизированные твэлы с измененными геометрическими размерами топлива и оболочки. Также оптимизируются методики контроля герметичности оболочек (КГО) твэлов.

Для топлива ВВЭР разработана методика пенального КГО твэлов с циклированием давления. Данная методика обладает повышенной чувствительностью по сравнению со штатной, а также позволяет оценивать эффективный гидравлический размер дефекта в твэле. Одним из способов оценки дефектов является построение карт нормированных кинетических зависимостей для выноса радионуклидов из негерметичного твэла с помощью аттестованного кода РТОП-КГО.

Оценка степени дефектности твэла позволяет персоналу АЭС принимать решения о возможности хранения негерметичной ТВС в бассейне выдержки, а также о повторной загрузке ТВС в активную зону в случае возникновения необходимости. В настоящее время установлен критерий безопасного хранения негерметичного топлива: при эффективном гидравлическом диаметре дефекта 50 мкм и менее твэл считается «газонеплотным», и при его хранении не будет происходить вынос топливной композиции в теплоноситель бассейна выдержки. При эффективном гидравлическом диаметре дефекта 120 мкм и более возможно наступление, так называемого «прямого контакта» топлива с теплоносителем при хранении. При размере дефекта от 50 до

120 мкм установлен дополнительный критерий «газонеплотности» твэла, состоящий в невозрастании активности твердых продуктов деления и актинидов в пробах в процессе КГО с циклированием давления.

В данной работе представлены карты нормированных кинетических зависимостей выноса радионуклидов из негерметичного твэла при КГО с циклированием давления для модернизированного топлива реакторов ВВЭР-1000 (ТВСА-PLUS, ТВС-2М, ТВСА-АЛЬФА), ВВЭР-440 (РК-3), а также топлива для проекта АЭС-2006. Приведены также критериальные зависимости выноса радионуклидов для качественного определения степени негерметичности твэла («газовая неплотность» или «прямой контакт» топлива с теплоносителем). Зависимости рассчитаны с помощью аттестованных кодов КАСКАД, РТОП-СА, РТОП-КГО.

В настоящее время методика КГО с циклированием давления, а также критерии по степени дефектности твэлов включены в руководящие документы концерна «Росэнергоатом». Методика с циклированием давления может быть использована при обосновании требований на уровень дефектности негерметичных твэлов, при котором допускается вывоз негерметичных ТВС на заводы переработки ОЯТ.

Основные результаты послереакторных исследований топлива ВВЭР-440 второго поколения

Звир Е.А., Павлов С.В., Поленок В.С., Шевляков Г.В., Кобылянский Г.П.
ОАО «ГНЦ НИИАР», г. Димитровград

В докладе приведены результаты послереакторных исследований РК и ТВС АРК второго поколения.

Геометрические параметры РК, отработавшей на 3 блоке Кольской АЭС пять топливных циклов до выгорания 50,5 МВт сут/кгU, а также основные характеристики, определяющие работоспособность твэлов и твэгов (геометрические параметры, кратковременные механические свойства, структура, коррозионное и деформированное состояние оболочек, структура и газовыделение из топлива) в основном совпадают с массивом данных для твэлов первого поколения, отработавших 5–6 ТЦ. По результатам послереакторных исследований ресурс РК и топливных элементов не исчерпан.

Для ТВС АРК, отработавшей пять реакторных кампаний до выгорания 45,6 МВт сут/кгU, в том числе в течение одной из них в составе ОР СУЗ, установлено следующее. Чехловая труба, головка, хвостовик, узлы крепления чехла, а также сварные соединения не имели аномалий. Размер «под ключ» лежал в пределах допуска на изготовление, прогиб и скручивание чехловой трубы незначительны. Прочность и пластичность находятся на достаточно высоком уровне. Ресурс чехла, твэлов и сборки в целом не исчерпаны.

Опыт эксплуатации ТВС-2М на действующих АЭС с ВВЭР-1000. Перспективы развития конструкции и эксплуатационных характеристик активной зоны

Кушманов С.А.
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

В настоящее время действующие энергоблоки Балаковской и Ростовской АЭС работают на уровне мощности 104% Nном в переходных топливных загрузках к стационарному 18-месячному топливному циклу. Одним из факторов, позволивших обеспечить увеличение энерговыработки с действующих блоков, является повышенная ураноемкость и стойкость к формоизменению в процессе эксплуатации тепловыделяющей сборки ТВС-2М, разработанной в ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС». С учетом результатов эксплуатации российских АЭС принято решение о переводе 1 и 2 блоков АЭС «Тяньвань» в Китае на 18-месячный топливный цикл с использованием ТВС-2М. В докладе представлены основные результаты эксплуатации ТВС-2М на АЭС России, а так же результаты эксплуатации 6 пилотных ТВС-2М на 1-м блоке АЭС «Тяньвань».

Положительные результаты применения ТВС-2М создают предпосылки для дальнейшего усовершенствования конструкции и режимов эксплуатации активной зоны ВВЭР-1000 с целью повышения экономической эффективности эксплуатации АЭС. Модернизация активной зоны проводится как для топлива ВВЭР-1000 для действующих АЭС, так и при разработке новых проектов АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ. В докладе представлены основные направления модернизации элементов активной зоны для ВВЭР-1000 и в разрабатываемых проектах.

Расчетное исследование влияния перемешивающих решеток на теплогидравлические характеристики ТВС реакторов типа ВВЭР

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

Снижение неравномерности подогрева теплоносителя с помощью перемешивающих решеток, размещаемых в ТВС, обеспечивает возможность повышения тепловой мощности энергоблока с реактором типа ВВЭР. В работе проанализирована эффективность использования

для этой цели перемешивающей решетки (ПР) секторного типа с порядной прогонкой, разработанной в ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС».

Анализ выполнялся с помощью разработанной на основе теории анизотропного пористого тела трехмерной модели ТВС, реализованной в программном комплексе ТРЕТОН-ТВС, который позволяет моделировать нестационарные теплогидравлические процессы в ТВС. Необходимые для программы ТРЕТОН-ТВС гидродинамические характеристики ПР были определены в ходе CFD-моделирования течения теплоносителя в ПР. В расчетах использовались k-ε и k-ω SST модели турбулентности пакета ANSYS CFX.

Для ТВС реактора ВВЭР-1200 представлены результаты расчетного моделирования отклоняющего воздействия ПР на поток теплоносителя. Средняя по сечению поперечная скорость теплоносителя на выходе из решетки составляет около 8 % от продольной скорости и различается в зависимости от используемой модели турбулентности не более чем на 1%. Затухание поперечной компоненты скорости составляет около 30% на расстоянии 0,175 м от ПР. Исследовано влияние установки ПР в ТВС на максимальный подогрев теплоносителя, максимальные температуры топлива и оболочки твэлов, коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи в зависимости от профиля энерговыделения. Полученные результаты свидетельствуют о наличии положительного эффекта от применения рассмотренного варианта конструкции ПР. В зависимости от места расположения ПР в ТВС можно на 3–5% снизить максимальный подогрев теплоносителя и на 4–5% увеличить запас до кризиса теплообмена.

Технические и экономические вопросы топливоиспользования в период перехода энергоблоков с ВВЭР-1000 на 18-месячные топливные кампании с учётом эксплуатации на мощности 104% номинальной

Айдемиров О.А., Рябинин Ю.А.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Аркадов Г.В., Орлов В.И.
ОАО «ВНИИАЭС»

В настоящее время в соответствии с программой увеличения выработки электроэнергии, действующие энергоблоки с ВВЭР-1000 (кроме блока 5 Нововоронежской АЭС) переводятся в 18-месячный топливный цикл с эксплуатацией на повышенной мощности до 104% от номинальной.

Для реализации указанных топливных циклов используется топливо повышенного (до 5%) обогащения, ТВС с увеличенной массой топлива,

а также загружается большее количество «свежих» ТВС. Топливные циклы разработаны на основе двух конструкций ТВС-ТВС-2М и ТВСА-PLUS.

Перевод энергоблоков в 18-месячный топливный цикл, начался с блока №1 Балаковской АЭС после ППР 2008 года, опытно-промышленная эксплуатация на повышенной мощности началась на блоке №2 Балаковской АЭС также после ППР 2008 года.

Накопленный опыт позволяет говорить о некоторых трудностях, которые имеют место при эксплуатации очередных топливных загрузок. В частности, в конце топливной кампании достигаются предельные значения линейного энерговыделения твэл и коэффициентов неравномерности объёмного энерговыделения.

В докладе также рассмотрены экономические вопросы топливоиспользования при внедрении указанных режимов эксплуатации и проведено сопоставление с пятигодичным топливным циклом.

Программный комплекс КАРАВАН для диагностики, мониторинга и прогноза развития аварийной ситуации на АЭС с ВВЭР

Жукавин А.П., Федоров И.В., Фукс Р.Л., Славинский К.А., Капацкая И.А., Федоровский А.Ю.
ОАО «ДЖЭТ»

ПК КАРАВАН осуществляет мониторинг состояния энергоблока, автоматическую диагностику отказов оборудования и производит ускоренный расчет с целью прогноза развития аварийной ситуации.

Методика диагностики основана на непрерывном анализе изменения основных измеряемых параметров блока и их производных. Среднее время диагностирования отказа – около 10 секунд. Диагностируются течи, отказы насосов, неисправности арматуры.

В ПК КАРАВАН используются теплогидравлические и нейтронно-физические модели реакторной установки, а также модели систем управления.

В режиме работы мониторинга программный комплекс может отслеживать основные параметры энергоблока и использовать их для корректировки своего расчета. При возникновении аварийной ситуации на энергоблоке комплекс автоматически производит ее диагностику и вводит в свои модели изменения, соответствующие данным системы диагностики.

Получив таким образом исходное состояние, комплекс может начать ускоренное (в 10–15 и более раз, скорость расчета зависит от используемых вычислительных мощностей) моделирование развития

аварийной ситуации с целью прогноза состояния наблюдаемого энергоблока. При этом система диагностики ПК КАРАВАН продолжает функционировать и способна отследить дальнейшие отказы оборудования. При обнаружении и диагностировании дополнительных факторов (обесточения, действия персонала и т.д.), комплекс может произвести перезапуск ускоренного моделирования с целью учета внесенных изменений и корректировки расчета.

Ускоренный прогнозный расчет позволяет получить данные не только по контролируемым параметрам энергоблока, но и по не измеряемым, полученным в результате моделирования. Например – температуры топлива, тепловые и нейтронные потоки, параметры теплоносителя по всему контуру.

Прогнозный расчет учитывает широкий спектр процессов, происходящих в реакторной установке – нейтронно-физических, теплогидравлических, нарушения целостности оболочки топлива, выхода активности. Благодаря этому, ПК КАРАВАН может использоваться для отслеживания и моделирования развития аварийной ситуации, начиная с обнаружения ее первопричины, разрушения барьеров безопасности и заканчивая выходом активности.

На данный момент ПК КАРАВАН настроен на энергоблок №1 Ростовской АЭС. Комплекс может быть перенастроен на любой типовой блок ВВЭР-1000. Методика диагностики может быть переработана для применения на блоках с реакторами других типов.

Обоснование концепции «нулевого дефекта твэлов» и внедрение на АЭС технологии обращения с ядерным топливом для её обеспечения

Шестаков Ю.М., Семёновых А.С.
ОАО «ВНИИАЭС»

Концепция «нулевого дефекта твэлов» заключается в сокращении количества разгерметизирующихся в процессе эксплуатации твэлов до достигнутого в ведущих в атомной энергетике странах уровня (10^{-6}–10^{-5} негерметичных твэлов, т.е. один негерметичный твэл приходится на 10^{5}–10^{6} герметичных) и недопущении к дальнейшей эксплуатации тепловыделяющих сборок (ТВС) с негерметичными оболочками твэлов, в том числе с дефектами типа «газовой неплотности», с минимизацией выхода радиоактивных продуктов деления из твэлов и, тем самым, уменьшением количества образующихся радиоактивных отходов и выхода радионуклидов в окружающую среду. В настоящее время такая концепция реализуется во всех ведущих в атомной энергетике странах мира.

Первым этапом внедрения концепции «нулевого дефекта твэлов» является технико-экономическое обоснование необходимости и путей её реализации на атомных станциях данного типа. Анализ затрат при повреждении топлива показывает, что образование сквозных повреждений в оболочках твэлов приводит к финансовым потерям. В случае проведения контроля герметичности оболочек (КГО) твэлов с последующей выгрузкой или ремонтом ТВС, содержащих негерметичные твэлы, основными компонентами издержек являются: базовая стоимость КГО и расходы на КГО, зависящие от уровня излучения от ТВС; потери в результате сверх запланированного простоя энергоблока из-за необходимости проведения КГО; базовая стоимость ремонта ТВС и дополнительные расходы на ремонт ТВС, зависящие от уровня излучения от ТВС; потери в результате сверх запланированного простоя энергоблока из-за необходимости ремонта ТВС; прирост стоимости хранения ЯТ в бассейне выдержки за счет досрочно выгружаемых ТВС; убытки от недовыработки электроэнергии отказавшими ТВС; стоимость перерасчета топливной загрузки и потери от снижения оптимальности топливной загрузки; затраты на выяснение причин разгерметизации твэлов; затраты на обращение с радиоактивными отходами (РАО).

Если в активной зоне продолжают эксплуатироваться ТВС с негерметичными твэлами, то возможны финансовые потери из-за уменьшения энерговыработки за счет: внеплановых остановов энергоблока из-за превышения эксплуатационного предела (ЭП) по герметичности твэлов; работы реакторной установки на пониженном уровне мощности; ограничений на маневренность энергоблока; увеличения расхода теплоносителя на очистку на фильтрах СВО; задержки начала плановых ремонтных работ вследствие отложенного разуплотнения реактора из соображений радиационной безопасности; внепланового останова энергоблока вследствие достижения ЭП по активности радионуклидов йода в теплоносителе первого контура; затрат на обращение с РАО.

Предварительный анализ показывает, что действующие АЭС с реакторами ЭГП и БН технически и экономически фактически работают в соответствии с концепцией «нулевого дефекта твэлов». На большинстве АЭС с реакторами РБМК и ВВЭР «концепция нулевого дефекта твэлов» может быть внедрена после технико-экономического анализа оптимальных путей её реализации для каждого вида топлива и реакторных установок а также проведения работ по внедрению на АЭС технологии обращения с ядерным топливом для её обеспечения. Такие работы включают: анализ надежности и устранение причин разгерметизации твэлов; усовершенствование систем КГО твэлов и систем хранения и обращения с отработавшим ядерным топливом с негерметичными твэлами согласно требованиям концепции «нулевого дефекта твэлов».

Разработка технических требований для дополнительных проектных решений, направленных на недопущение нарушений барьеров безопасности АЭС с ВВЭР при аномальных внешних воздействиях

Щуров Н.И.
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

В связи с произошедшей аварией на АЭС «Фукусима-1» (Япония) руководством Госкорпорации «Росатом» принято решение разработать и реализовать на энергоблоках необходимые мероприятия по повышению уровня безопасности действующих российских АЭС.

В рамках разработки указанных мероприятий необходимо уточнить перечни запроектных аварий с учетом возможности возникновения аномальных внешних воздействий на АЭС, определить имеющиеся дефициты безопасности и предложить ответные мероприятия, смягчающие воздействие на население и окружающую среду.

С этой целью ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» разрабатывает технические требования для дополнительных проектных решений, по следующим направлениям:

- обеспечение сейсмостойкости оборудования РУ при сейсмическом воздействии уровня МРЗ, характерное для площадки АЭС, увеличенное в 1,4 раза;
- предотвращение перехода аварии в тяжелую стадию;
- преодоление последствий тяжелой аварии.

Технические требования разрабатываются на основании детальных расчетных анализов определяющих сценариев ЗПА, уточняющих расчетных анализов сейсмостойкости оборудования РУ, результатов анализа технических проектов РУ и требований современных российских и международных НД.

Технические требования должны содержать:

- результаты детальных расчетных анализов определяющих сценариев ЗПА и уточняющих расчетных анализов сейсмостойкости оборудования РУ;
- результаты расчетов сейсмостойкости оборудования РУ при сейсмическом воздействии уровня МРЗ, характерное для площадки АЭС, увеличенное в 1,4 раза;
- значение времени, в течение которого состояние энергоблока может достигнуть условий наступления тяжелых последствий при отсутствии внешней поддержки;
- определение потребностей в рабочих средах (расход, давление, места подачи и др.) и энергии для предотвращения перехода аварии в тяжелую стадию;

- дополнительные меры по управлению ЗПА направленные на недопущение нарушений барьеров безопасности;
- требования по повышению стойкости аварийного КИПиА к условиям ЗПА;
- результаты оценки технической возможности и целесообразности внедрения системы наружного охлаждения корпуса реактора на АЭС с ВВЭР-440 и с ВВЭР-1000.

Технические требования разрабатываются отдельно для каждого проекта РУ действующих энергоблоков АЭС с ВВЭР.

При разработке технических требований рассматриваются сценарии ЗПА со следующими исходными событиями, вследствие аномального внешнего воздействия природного происхождения:

- потеря электроснабжения (полное обесточивание станции с потерей внешнего и внутреннего электроснабжения станции от источников нормальной эксплуатации с отказом резервной дизельной электростанции);
- потеря конечного поглотителя тепла.

При этом рассматриваются два исходных состояния РУ:

- работа на мощности;
- останов для перегрузки.

Оптимизация способа дозирования цинка в теплоноситель в реакторах типа РБМК и ВВЭР

Корнеев А.Е., Юрманов Е.В., Европин С.В., Иванов А.Д., Белоус В.Н., Юрманов В.А., Григорович С.М.
ОАО «НИКИЭТ»

На зарубежных кипящих реакторах (BWR) и значительной части реакторов с водой под давлением (PWR) используются микродобавки цинка в теплоноситель с целью подавления процессов коррозии, коррозионного растрескивания и накопления радионуклидов кобальта, что обеспечивает улучшение радиационной обстановки, повышение надежности работы оборудования, сокращение количества дезактиваций и, тем самым, уменьшение количества радиоактивных отходов.

Патентованная «Дженерал Электрик» технология GEZIP™ предусматривает ряд способов дозирования цинка в водный теплоноситель АЭС посредством:

- циркуляции потока теплоносителя через емкость с таблетками оксида цинка;
- введения суспензии или пасты оксида цинка;
- дозирования водных растворов ацетата цинка.

Анализ этих способов выявил сложности их применения на отечественных АЭС.

В кипящих реакторах недопустимо применение других солей цинка из-за влияния на нормируемые показатели качества теплоносителя, причем введение ацетата приведет к подкисление конденсата отборного пара и сепарата пара с риском усиления эрозии-коррозии трубопроводов и оборудования из углеродистой стали.

ОАО «НИКИЭТ» выполнена оптимизация способа дозирования с использованием коллоидных растворов (гидрозоля) оксида цинка. В процессе экспериментальной отработки технологии приготовления коллоидных растворов использовались тонкодисперсный порошок оксида цинка, обедненного по изотопу ^{64}Zn, производства ОАО ПО «Электрохимический завод».

Суспензия оксида цинка в обессоленной воде обрабатывалась с образованием устойчивого в течение более месяца без каких либо добавок гидрозоля с содержанием оксида цинка до 0,5 г/дм^3, что на несколько порядков выше его истинной растворимости в воде. При реализации данного способа обеспечивается эффективное воздействие дозируемого цинка на всю поверхность обрабатываемого контура. По сравнению с применяющимися за рубежом технологиями предлагаемый способ дозирования обладает не только большей эффективностью, но и экономичностью, что особенно важно, учитывая высокую стоимость обедненного по изотопу ^{64}Zn цинка.

После обработки по предлагаемой технологии размер коллоидных частиц оксида цинка не превышал 1 мкм.

Технология приготовления гидрозоля оксида цинка может быть применена на АЭС с любыми водоохлаждаемыми реакторами. В частности, при ее применении на АЭС с реакторами ВВЭР (включая проект ВВЭР ТОИ) взамен использования ацетата цинка полностью исключается риск нежелательных последствий поступления органики в первый контур. По опыту ряда АЭС радиационно-термическое разложение ацетата и других органических веществ в реакторах PWR и ВВЭР может приводить к образованию опасных углеродистых отложений на поверхности оболочек твэлов. Данное обстоятельство особенно важно, поскольку наряду с дозированием цинка в технических требованиях к качеству теплоносителя предусматривается ограничение содержания органических примесей.

Некоторые особенности теплофизики РУ ВВЭР-1000 на основании эксплуатационных данных РУ Калининской АЭС

Бай В.Ф., Богачек Л.Н., Лупишко А.Н., Макаров С.В., Шенбергер К.А.
Калининская АЭС

В докладе рассмотрены стационарные и переходные режимы работы реакторных установок блоков Калининской АЭС. На основании

эксплуатационных данных показано, что разброс показаний температуры теплоносителя в горячих нитках главного циркуляционного контура реакторной установки (ГЦК РУ) может достигать 5–6 °С при эксплуатации активных зон с ТВСА длинной 3550 мм. С переходом на ТВСА-PLUS, величина разброса показаний увеличилась и стала достигать 10 °С. Разброс показаний штатного термоконтроля зависит от места расположения датчиков по длине и образующей трубопровода горячей нитки, загрузки активной зоны, выгорания активной зоны по радиусу, от конструкции ТВС.

Проведенный анализ показывает, что из-за упомянутого разброса показаний невозможно достигнуть баланса мощности между первым и вторым контуром в петле. Максимальный разбаланс может достигать 30% при прямых измерениях и использовании наиболее неблагоприятных показаний термодатчиков, установленных в горячих нитках трубопровода ГЦК.

На блоках Калининской АЭС в течение восьми лет ведется промышленная эксплуатация ТВСА с модернизированными (термометрическими) головками. Это позволило устранить явление ПЭЛ-эффекта. Мощность ТВС для одних и тех же ТВС, вычисленная по показаниям ДПЗ и ТП СВРК (расчет мощности по данным СВРК осуществляется без учета неравномерности энерговыделения по сечению ТВС) совпадают в пределах погрешности измерений.

На блоке 3 Калининской АЭС для опытной эксплуатации были установлены СВРД КНИ2Т. Проведенный анализ показал, что ТП СВРД КНИТ2Т работоспособны замечаний по работе ДПЗ нет. Показания ТП, установленных на входе в ТВСА имеют существенную погрешность по сравнению с ожидаемыми значениями температуры теплоносителя на входе в ТВС. Показания ТП СВРД на выходе из активной зоны (в твэльном пучке) на 4–5 °С меньше показаний ТП штатного термоконтроля СВРК (ПЭЛ-эффект устранен) и показаний ТП СВРД, расположенной в районе головки ТВС. При переходе на ТВСА-PLUS показания ТП СВРД на выходе из активной зоны и ТП головки ТВС стали одинаковыми.

При анализе переходного режима с отключением одного ГЦН из четырех работающих установлено, что показания ТП СВРК имеют существенное запаздывание по сравнению с показаниями ТП СВРД КНИТ2Т. Причем, величина этих запаздываний различна для ТП СВРК, установленных в одной орбите симметрии (ТВСА имеют близкие теплофизические характеристики.

Проведен анализ изменения расхода теплоносителя в петлях при отключении одного ГЦН.

Показано, что алгоритм расчета расхода теплоносителя, используемый в СВРК некорректно определяет расход теплоносителя на

выбеге ГЦН. Предложен другой алгоритм расчета на основании эксплуатационных данных с учетом инерционности теплоносителя и вращающих частей ГЦН.

О классификации элементов АЭС

Ланкин М.Ю.
ФБУ «НТЦ ЯРБ»

Для того, чтобы дифференцировать предъявляемые требования к различным элементам атомных станций, в нормах и правилах в области использования атомной энергии прибегают к классификации. При этом, как правило, используется вертикальная иерархия классов – ранжирование (когда более высокому классу соответствуют более строгие нормативные требования).

Правила назначения классов безопасности элементам АС устанавливают Общие положения обеспечения безопасности АС ОПБ-88/97. Класс безопасности является обязательным атрибутом всех других классификаций, используемых в нормах и правилах в области использования атомной энергии. Учитывая центральную роль правил классификации, установленных в ОПБ-88/97 [1], имеет смысл присмотреться к ним повнимательнее, т.к. от их полноты и совершенства зависит качество и всех иных содержащихся в атомных нормах и правилах классификаций, а также совершенство нормативных требований в целом.

В статье анализируются используемые в ОПБ-88/97 при формулировании правил назначение классов безопасности элементам АС классификационные признаки, выполнено их сравнение с требованиями к классификации элементов АС, изложенными в стандартах МАГАТЭ, выполнен обзор имеющихся затруднений при выполнении классификации, являвшихся предметом обсуждения представителей эксплуатирующей организации, проектных институтов и экспертной организации регулирующего органа.

Формулируются предложения по уточнению правил классификации элементов АС. В частности, предлагаются способы учёта таких рекомендуемых стандартами МАГАТЭ факторов как «тип выполняемой функции безопасности», «последствия отказа выполнять функцию», «вероятность того, что от элемента АС потребуется выполнение функции», «величина временного интервала после возникновения ИС, через который от элемента потребуется выполнение функции». Кроме того, предлагаются пути корректировки правил классификации, устраняющие выявленные при практическом использовании ОПБ-88/97 неопределённости.

Внедрение этаноламинового водно-химического режима на АЭС с ВВЭР-1000

Тяпков В.Ф., Ерпылёва С.Ф., Быкова В.В.
ОАО «ВНИИАЭС»

В настоящее время в России 6 энергоблоков АЭС ВВЭР-1000 эксплуатируются с этаноламиновым водно-химическим режимом (ВХР) второго контура. Опытно-промышленные испытания данного ВХР были проведены в 2006-2007 гг. на энергоблоке № 2 Балаковской АЭС. После получения положительных результатов ОАО «Концерн Росэнергоатом» было принято решение о переводе АЭС с ВВЭР-1000 (кроме Ростовской АЭС) на этаноламиновый ВХР второго контура.

Внедрение этаноламинового ВХР второго контура на АЭС с ВВЭР-1000 позволило достичь следующих результатов:

- повышения pH в двухфазных средах до оптимальных значений и выравнивания величины pH_{25} в потоках парового и конденсатно-питательного тракта;
- повышение высокотемпературных значений pHт в объеме ПГ до более благоприятного уровня;
- снижения концентрацию железа в питательной воде ПГ с 6–10 мкг/дм^3 при ГАР ВХР до $\leqslant$2 мкг/дм^3;
- увеличения вывода железа с продувочной водой ПГ с 1% при ГАР ВХР до 10%;
- снижения скорости роста отложений на теплообменных поверхностях ПГ с 30-40 г/м^2 в год при ГАР ВХР до 4 г/м^2 в год.

За счет указанных преимуществ этаноламинового ВХР второго контура срок эксплуатации энергоблока до достижения предельно-допустимой удельной загрязненности теплообменной поверхности ПГ (100 г/м^2) при ЭТА ВХР может составить 10–14 лет. Таким образом, величина межпромывочного периода при этаноламиновом ВХР второго контура может быть практически в 3 раза больше, чем при ранее применяемом гидразинно-аммиачном ВХР.

Анализ протекания запроектных аварий и их радиационных последствий для проектирования системы аварийного сброса из герметичных помещений АЭС с ВВЭР

Журбенко А.В., Будаев М.А., Звонарёв Ю.А., Лузанова Л.М., Пылев С.С.
НИЦ «Курчатовский институт»

После аварии на АЭС «Фукусима-1» были начаты интенсивные исследования по повышению устойчивости АЭС к экстремальным внешним воздействиям. В Концерне «Росэнергоатом» разработана программа повышения безопасности действующих российских АЭС.

В рамках этой программы разрабатываются дополнительные проектные решения, направленные на повышение безопасности АЭС.

Одним из возможных проектных решений является внедрение систем аварийного сброса давления из-под защитной оболочки энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000. Повышение давления под защитной оболочкой до расчетного значения может быть следствием тяжелой аварии. К наиболее представительным тяжелым авариям для АЭС с ВВЭР-1000 относится авария «большая течь (разрыв ГЦТ Ду850) с полной потерей источников переменного тока». В данной аварии необходимо учитывать влияние следующих физических процессов на рост давления под защитной оболочкой:

- истечение теплоносителя и выход водорода через гильотинный разрыв первого контура;
- выход газов при взаимодействии расплава активной зоны с бетоном подреакторной шахты;
- испарение воды бассейна выдержки (БВ) и выход водорода от пароциркониевой реакции в БВ после его осушения;
- нагрев атмосферы гермооболочки за счет энерговыделения продуктов деления.

Для исследования влияния указанных процессов на рост давления под защитной оболочкой был выполнен цикл расчетов для аварии «большая течь (разрыв ГЦТ Ду850) с полной потерей источников переменного тока». Расчеты параметров парогазовой среды в гермооболочке АЭС с ВВЭР-1000 при тяжелой запроектной аварии были проведены для ряда вариантов, в которых указанные выше физические процессы учитывались в различных комбинациях.

Проведенные вариантные расчеты показали, что учет испарения воды в БВ с последующим выходом водорода от пароциркониевой реакции в БВ и/или учет подвода тепла остаточного энерговыделения ПД к парогазовой среде в ГО приводят к достижению давления 0,5 МПа в ГО через 1,5÷3 суток после начала аварии. Учет работы рекомбинаторов незначительно влияет на динамику изменения давления в ГО.

Выполнен анализ радиационных последствий для данной тяжелой аварии. Получены данные по выходу радионуклидов под защитную оболочку и в окружающую среду, которые являются исходными данными для проектирования фильтра системы аварийного сброса.

Экспериментальная оценка некоторых факторов, определяющих стратификацию теплоносителя в горячих нитках петель 1-го контура РУ с ВВЭР-1000

Саунин Ю.В., Добротворский А.Н., Семенихин А.В.
ОАО «Атомтехэнерго», филиал «Нововоронежатомтехэнерго», г. Нововоронеж

Опыт проведения пусконаладочных работ и эксплуатации на энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000 разных проектов (В-320, В-428, В-446) показывает, что в горячих нитках петель 1-го контура наблюдается существенная стратификация теплоносителя. Данное явление оказывает существенное влияние на показания температурных датчиков и, в конечном итоге, на корректное определение в системе внутриреакторного контроля (СВРК) подогрева теплоносителя по петлям 1-го контура и, соответственно, мощности реактора по параметрам 1-го контура, а также основного контролируемого оперативным персоналом параметра - средневзвешенной мощности реактора.

Несмотря на то, что о стратификации теплоносителя стало известно фактически с момента ввода первых энергоблоков проекта В-320, систематизированный анализ экспериментальных данных с целью выявления возможных зависимостей и закономерностей практически не проводился. Только по результатам испытаний при вводе в эксплуатацию последних энергоблоков (энергоблок №3 Калининской АЭС, энергоблок №2 Ростовской АЭС) стали приводиться первые отдельные данные, свидетельствующие о том, что стратификация увеличивается с увеличением уровня мощности и о зависимости стратификации от радиального распределения энерговыделения в активной зоне.

С целью оценок возможных факторов, влияющих на стратификацию, авторами сделана первая попытка системного анализа опытных данных по температурам теплоносителя на выходе из активной зоны и в горячих нитках петель 1-го контура, полученных на нескольких энергоблоках разных проектов. Для анализа используются данные, полученные авторами при проверках соответствия координат внутриреакторных датчиков в активной зоне и на средствах отображения информации СВРК на энергоблоках №1 и №2 Тяньваньской АЭС (проект В-428), энергоблоке №1 АЭС Бушер (проект В-446), энергоблоке № 2 Ростовской АЭС и энергоблоке №3 Калининской АЭС (проект В-320).

В работе предложена методика анализа влияния температуры на выходе из ТВС на конкретные датчики температуры в горячих нитках петель 1-го контура. Методика основана на определении коэффициентов влияния или относительных изменений температур в ТВС и в конкретном датчике температуры в горячей нитке, которые дости-

гаются при опускании отдельных ОР СУЗ в разных местах активной зоны. Кроме этого, для каждого датчика определяется «центр масс» или место в активной зоне с наибольшим влиянием на его показания. Конструктивно датчики температуры расположены по периметру сечения трубопровода 1-го контура в нескольких сечениях. Таким образом показывается, что существует связь между стратификацией теплоносителя в горячих нитках петель 1-го контура и определенными положениями «центра масс» коэффициентов влияния.

Методика натурного подтверждения динамических характеристик систем и элементов энергоблоков АЭС определяющих их устойчивость при сейсмических воздействиях

Казновский П.С., Рясный С.И.
ОАО «Атомтехэнерго», г. Мытищи

События в Японии на АЭС «Касивадзаки-Карива» и АЭС «Фукусима» продемонстрировали всему миру актуальность задачи гарантированного обеспечения устойчивости и безопасности АЭС при внешних воздействиях.

Особую роль в обеспечении безопасности играют технологическое и электротехническое оборудование 1 категории сейсмостойкости, в том числе системы аварийного и планового расхолаживания, спринклерной системы, системы защиты 1-го контура от превышения давления, системы гидроемкостей САОЗ, системы аварийного газоудаления из первого контура и.др. На стадии проектирования данных систем проводятся расчеты на прочность, включающие возможные нагрузки от сейсмических и иных видов внешних воздействий. После изготовления оборудования проводятся стендовые испытания, при которых моделируются внешние воздействия. Однако такие испытания не учитывают взаимосвязи оборудования с другими элементами систем.

Опыт обследования важных для безопасности систем и элементов энергоблоков АЭС показал, что расхождения между расчетными или лабораторно определенными собственными частотами колебаний и их реальными значениями в реальных условиях раскрепления и обвязки достигают нескольких Гц. Вследствие резонансного характера внешних воздействий это приводит в ряде случаев к ошибкам в оценке значений этих воздействий на порядок и более.

Абсолютно неприемлемыми являются методы механического переноса результатов анализа устойчивости оборудования при внешних воздействиях на одной АЭС на аналогичное оборудование другой АЭС вследствие различных форм спектров воздействий, зависящих от конкретной площадки размещения, и вследствие того, что даже не-

значительные различия в трассировке примыкающих трубопроводов и методов раскрепления даже на одной АЭС приводят к различным динамическим характеристикам однотипного оборудования, к различным значениям величин внешних воздействий.

Таким образом, только метод поэлементной проверки важных для безопасности систем энергоблоков АЭС, включающий экспериментальное определение динамических характеристик (собственных частот и декрементов колебаний) в реальных условиях раскрепления и обвязки с внедрением при необходимости компенсирующих мероприятий, может гарантировать безопасность АЭС при внешних воздействиях.

Данный метод был положен в основу разработанной Центром диагностики, сейсмической безопасности и расчетного анализа (ЦДСР) ОАО «Атомтехэнерго» «Методики подтверждения динамических характеристик систем и элементов энергоблоков АЭС, важных для безопасности». Этот руководящий документ устанавливает методы определения собственных динамических характеристик (собственных частот и декрементов колебаний) систем и элементов (оборудования) энергоблоков АЭС, требования к техническим средствам проведения измерений, а также требования к процедуре, математическим моделям и программным средствам, применяемым для расчета этих характеристик.

На основании данной методики для всех пусковых и действующих АЭС разрабатываются рабочие программы динамических испытаний важных для безопасности систем и элементов (оборудования) энергоблоков.

Проблемы экспериментального обоснования для трубопроводов СПОТ

Шмаль И.И., Иванов М.А.
ОАО «Атомэнергопроект»

Для обеспечения отвода тепла в течение длительного промежутка времени на современных атомных электрических станциях (АЭС) используются системы пассивного отвода тепла (СПОТ). Важной проблемой для конструкции пассивного отвода тепла остается необходимость ее функционирования в широком диапазоне рабочих давлений: от 0.1 до 8 МПа. При этом малые величины давления в ПГ соответствуют наиболее протяженной стадии работы системы. Указанный широкий рабочий диапазон давлений накладывает очень «противоречивые» требования к системе и ее компонентам. Предполагается, что одной из причин ограничения мощности СПОТ при низких давлениях является увеличение гидравлических потерь в паровой магистрали системы отвода тепла из-за резкого увеличения скорости движения парожидкостной

среды. При этом оценки, выполненные по результатам экспериментов, подтверждают возникновение околозвуковых скоростей, как в экспериментальных стендах, так и в выполненной проектной конструкции. Упомянутая система проходила апробацию под руководством АЭП на ряде существующих экспериментальных установок.

Сравнение конструктивных характеристик экспериментальных установок должно проводиться на основе конструкции СПОТ для разработанного проекта, например, Нововоронежской АЭС-2.

В аналитическом описании течений в магистралях СПОТ, с точки зрения классических задач для контуров циркуляции, всю систему можно условно разделить на два контура естественной циркуляции со связующим звеном между ними – теплообменником-конденсатором.

Сравнение работы СПОТ при давлениях близких к номинальным значениям в ПГ и при около атмосферных давлениях подтверждает изменение скоростей и расходов в магистралях СПОТ в широком диапазоне. Если с двух перечисленных позиций рассмотреть требования к величине проходного сечения паропровода СПОТ, то в первом случае существуют ограничения на максимальные значения диаметра паропровода (предотвращение пульсаций), во втором случае – ограничения на минимальные значения диаметра (обеспечение требуемого расхода и соответствующей величины отводимой мощности при малых давлениях). Все упомянутое основывается на аналитических оценках, которые нашли подтверждение также в ходе длительных расчетных и экспериментальных работ.

Наиболее «опасными», с точки зрения безопасности, являются аварийные режимы, связанные с потерями теплоносителя из первого контура, включая разрывы главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ), при полном обесточивании энергоблока. В процессе отвода тепла от активной зоны, величины давления во втором контуре, в рамках которого функционирует «воздушный» СПОТ, становятся ниже, чем в первом. Ввиду увеличения проектного промежутка времени для функционирования пассивных систем с 24 часов до 72 часов, для проектируемых АЭС проблема адекватного моделирования СПОТ при малых давлениях в первом и, соответственно, втором контуре является актуальной. Моделирование данных процессов производилось с помощью ряда программ (CATHARE, GAMBIT, ТРАП), но те же результаты можно получить аналитически. Данный факт служит не только подтверждением правдоподобности, но и позволяет сделать некоторые выводы для дальнейших работ.

При выполнении данной работы получены следующие выводы:

1. Построенные ранее экспериментальные установки могут стать важным дополнительным источником экспериментальных данных для разрабатываемых проектов СПОТ с минимальными затратами ресурсов.

2. Получено краткое аналитическое описание характеристик СПОТ от давления в ПГ, согласующееся с выполненными ранее экспериментальными и расчетными работами. Показано, что мощность пассивной системы отвода тепла в значительной мере зависит от давления во втором контуре – снижение давления приводит к уменьшению мощности СПОТ из-за снижения расхода пароводяной смеси. При малых давлениях во втором контуре происходит резкое увеличение скорости движения пара и пароводяной смеси в паропроводе.

3. На базе аналитического решения представлено сравнение и рекомендации для реконструкции существующих экспериментальных стендов с целью адекватного воспроизведения рабочего проекта. Реализация предложений может стать источником для получения важных экспериментальных данных, необходимых как для разработки, так и для адекватного расчетного описания СПОТ с минимальными затратами материальных средств.

Результаты исследований локального массообмена и гидродинамики теплоносителя в перспективных ТВС водо-водяных ядерных реакторов

Бородин С.С., Дмитриев С.М., Легчанов М.А, Солнцев Д.Н., Хробостов А.Е.

НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород

Тенденции развития современного ядерного топлива для перспективных реакторных установок диктуют необходимость создания тепловыделяющих сборок, отвечающих таким требованиям, как надежность, безопасность, экономичность и технологичность. В ОАО «ОКБМ Африкантов» проводится разработка и модернизация конструкций ТВС реакторов с водяным теплоносителем, одной из целей которой является повышение их теплогидравлических характеристик за счет применения перемешивающих решеток в качестве интенсификаторов тепломассообмена. Установка таких устройств в результате позволит повысить удельную мощность реактора, хотя и потребует большого объема работ по обоснованию надежности и работоспособности, которое ввиду сложности математического описания течения потока теплоносителя в пучке твэлов достигается исключительно экспериментальными исследованиями масштабных и полноразмерных моделей ТВС и фрагментов активных зон на экспериментальных стендах.

Решение вышеназванных задач осуществляется в Нижегородском государственном техническом университете им. Р.Е.Алексеева путем моделирования процессов течения потока теплоносителя на высоко-

напорном аэродинамическом стенде. В состав стенда входят: экспериментальные модели, радиальный вентилятор высокого давления, успокоительный участок, регулирующая арматура, измерительный комплекс. Экспериментальные исследования гидродинамики и массообмена потока теплоносителя проводились методом диффузии пропанового трассера, основанном на регистрации поперечного потока массы по газу, на нескольких масштабных экспериментальных моделях: на 19- и 61-стержневых моделях фрагментов ТВСА, на 57- и 94-стержневых моделях фрагментов активной зоны реактора ВВЭР, включающих в себя сегменты трех топливных кассет ТВСА и межкассетное пространство. Все модели были выполнены с соблюдением полного геометрического подобия, а исследования проводились в зоне автомодельности при числах $Re \sim 10^5$, что позволяет переносить полученные результаты на натурные условия течения теплоносителя.

Результаты экспериментальных исследований используются для расчета эффективности перемешивающих решеток в разрабатываемых прикладных программах и могут быть использованы в качестве базы экспериментальных данных для верификации CFD-кодов и программ детального поячеечного расчета активных зон ядерных реакторов ВВЭР нового поколения с целью уменьшения консерватизма при обосновании их теплотехнической надежности.

Подсекция 1.1
ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ АЭС С ВВЭР, РБМК, БН, ЭГП-6

Направление
ЭКСПЛУАТАЦИЯ АЭС С КАНАЛЬНЫМИ И БЫСТРЫМИ РЕАКТОРАМИ

Разработка и внедрение комплекса программ верхнего уровня ИИС «Скала-микро» энергоблока № 1 Смоленской АЭС

Аркадов Г.В., Дружинин В.Е., Лысов Д.А., Смирнов К.И., Дадакин В.С.
ОАО «ВНИИАЭС»
Абаимов А.Д., Капустянский Ю.А., Эберлайн Д.Б., Карпинский А.В.
Смоленская АЭС

К мероприятиям, направленным на повышение безопасности эксплуатации и продление срока службы АЭС с реакторами РБМК-1000, относится внедрение УСБТ КСКУЗ и компьютерной информационно-измерительной системы «Скала-микро».

При внедрении ИИС «Скала-микро» на энергоблоке №1 Смоленской АЭС в 2011 г. существенным отличием от действующих образцов системы стала разработка нового комплекса программ верхнего уровня (КП ВУ).

Прототипом КП ВУ послужила система информационной поддержки оператора локальной сети верхнего уровня СЦК «Скала» энергоблоков Смоленской АЭС. При разработке учтен опыт внедрения ИИС «Скала-микро» на Курской и Ленинградской АЭС.

Комплекс программ верхнего уровня предназначен для работы в круглосуточном режиме на двухкомплектном оборудовании ИИС «Скала-микро» и обеспечивает выполнение следующих функций:

- Обработка, диагностика и хранение измеряемой и расчётной информации ИИС «Скала-микро»;
- Представление оперативной информации на технологических видеокадрах;
- Выполнение оперативных расчётов технологических параметров РУ, включая нейтронно-физические расчёты;
- Контроль и управление вычислительным процессом ИИС «Скала-микро» с автоматическим протоколированием событий и действий оператора.

Особенностью системы информационного обеспечения оператора РУ с РБМК-1000 является использование сложных программных средств, предназначенных для расчёта технологических параметров РУ. Для этой цели в ИИС «Скала-микро» используются аттестованные программные средства ПРИЗМА-М и комплекс нейтронно-физических расчётов POLARIS.

Впервые в КП ВУ штатными средствами ИИС «Скала-микро» реализован расчетно-экспериментальный контроль распределения нейтронного потока при пуске реактора из подкритического состояния до уровня мощности 10^{-5} $N_{ном}$.

Средства отображения оперативной информации построены на использовании технологии клиент-сервер, что обеспечивает передачу информации в общестанционную сеть, Кризисный центр ОАО «Концерн Росэнергоатом» и организации научно-технической поддержки эксплуатации АЭС с РБМК.

Удалённые потребители данных ИИС «Скала-микро» могут использовать для отображения информации программные средства КП ВУ, разработанные для оперативного персонала БЩУ-О.

Комплекс программ верхнего уровня ИИС «Скала-микро» прошёл приёмочные испытания и внедрён в ОПЭ на энергоблоке №1 Смоленской АЭС.

Состояние твэлов РБМК с оболочками из сплава ZR-1%NB на основе губчатого циркония после эксплуатации в составе ЭТВС, отработавшей до энерговыработки 2941 МВт·сут/ТВС

Звир Е.А., Строжук А.В., Жителев В.А., Кобылянский Г.П., Маёршина Г.И.

ОАО «ГНЦ НИИАР», г. Димитровград

Проведены послереакторные исследования ЭТВС РБМК-1000 с оболочками твэлов из сплава Zr-1%Nb на основе губчатого циркония, отработавшей на втором блоке Ленинградской АЭС до среднего выгорания топлива 26,4 МВт·сут/кгU. Целями исследований являлись оценка работоспособности твэлов в обоснование использования циркониевой губки для производства оболочек твэлов РБМК и лицензирования топлива, сравнительный анализ полученных экспериментальных данных с результатами исследований твэлов с оболочками из сплава Э110 на электролитической основе. Исследования выполнялись с использованием методик разрушающего и неразрушающего контроля, в том числе гамма-спектрометрии, профилометрии и вихретоковая дефектоскопии, металлографии и рентгеновская радиографии.

Результаты исследований показали, что изменение геометрических параметров твэлов с оболочками из сплава Э110 на основе губчатого циркония аналогично ранее исследованным твэлам с оболочками из сплава Э110 на электролитической основе. Коррозионное состояние является типичным для твэлов РБМК и характеризуется неравномерным распределением толщины оксидной пленки. Под дистанционирующими решетками, как правило, имеет место повышенное окисление в виде крупных нодулей (до 230 мкм), на участках твэлов между ДР наблюдается как равномерная, так и нодульная коррозия. Гидрирование оболочек незначительно, массовая доля водорода в исследованных пробах не превышала 0,01%. Значения прочностных характеристик несколько выше, чем у оболочек твэлов из сплава Э110 на электролитической основе.

В целом результаты исследований твэлов с оболочками на основе губки свидетельствуют о том, что по основным эксплуатационным характеристикам они существенно не отличаются от твэлов с оболочками из сплава Э110 на электролитической основе.

Некоторые вопросы анализа безопасности РУ ЭГП-6 с позиций стресс-тестов

Каширин В.И., Петров В.В., Федосов В.Г.
ОАО «Ижорские заводы»

В докладе последовательно рассматриваются основные этапы анализа безопасности РУ ЭГП-6 Билибинской АЭС по методологии стресс-тестов, отражающей реакцию специалистов на аварию японской АЭС «Фукусима».

На первом этапе изучались и осмысливались подходы, изложенные в методиках стресс-тестов различных редакций.

Далее рассматривались результаты расчетных анализов проектных аварий, выполненных ранее, в т.ч. в рамках углубленных оценок безопасности РУ ЭГП-6. По результатам этого рассмотрения определялась наиболее тяжелая по своим последствиям авария.

На следующем этапе проводился расчетный анализ этой аварии, но уже с позиций стресс-тестов, с наложением потери конечного поглотителя тепла (воды).

По результатам полученных оценок, а также по замечаниям экспертов НТЦ ЯРБ пересматривались алгоритмы других возможных аварий и выполнялись количественные оценки.

В докладе приводятся некоторые результаты и обобщения выполненных по методике стресс-тестов анализов (разрыв общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС и АПЭН и др.) и практические рекомендации по повышению безопасности РУ ЭГП-6.

Обзор результатов испытаний и послереакторных исследований модернизированных органов СУЗ реактора БН-600

Козманов Е.А., Карпенко А.И., Носов Ю.В.
Белоярская АЭС

За истекший период эксплуатации реактора БН-600 (1980–2010 гг.) в конструкцию элементов системы СУЗ неоднократно вносились изменения, позволившие более чем в два раза повысить ресурсные характеристики всех типов стержней и гильз СУЗ. Это стало возможным по результатам последовательного выполнения целого ряда аналитических и материаловедческих исследований.

На основе всех имеющихся материалов по данной теме были установлены основные факторы, лимитирующие работоспособность рабочих органов СУЗ. К ним относятся радиационно-стимулированное формоизменение конструкционных элементов (увеличение линейных размеров и искривление), выгорание и распухание поглотителя, деградация механических свойств конструкционных сталей, обусловленные радиационно-термическими нагрузками при эксплуатации.

В качестве критериев предельного состояния для стержней СУЗ на разных этапах определяющими становились следующие:

- изменение линейных размеров и искривление конструкционных элементов, препятствующее перемещению в активной зоне реактора и при перегрузке;
- снижение прочностных свойств материалов конструкционных элементов до значений, не обеспечивающих сохранение целостности в условиях нормальной и аварийной эксплуатации;
- выгорание поглотителя, при котором физическая эффективность стержня снижается до минимального значения, определенного нормативными документами.

По мере эволюции активной зоны реактора БН-600 росли эксплуатационные нагрузки и, соответственно, повышались требования к обоснованию работоспособности и надежности стержней и гильз СУЗ. В процессе послереакторных исследований установлена и постоянно контролируется степень формоизменения элементов во всем рабочем диапазоне повреждающих доз и температур. В результате материаловедческих исследований получен большой объем информации по механическим и физическим характеристикам конструкционных и поглощающих материалов, в том числе, при максимальном воздействии эксплуатации. Так, например, получены кратковременные механические свойства ферритных сталей 05Х12Н2М и ЭП-450 при повреждающих дозах до 93,2 и 108,3 сна, соответственно. Структурные и прочностные изменения аустенитных сталей Х18Н10Т, 06Х16Н15М3Б (ЭИ-847 хд) и 06Х16Н15М2Г2ТФР (ЧС-68 х.д.) получены в диапазоне

повреждающих доз до 73 сна. Максимальное выгорание ^{10}B в поглотителе исследованных стержней составило 53% (расч).

На сегодня работоспособность и эксплуатационная надежность модернизированных стержней СУЗ обеспечивается качеством изготовления за счет унификации производства и подтверждена опытом эксплуатации в составе активной зоны 01М2 реактора БН-600. На очереди задачи повышения ресурса стержней до 600 и выше эффективных суток в составе новых модификаций активной зоны реакторов БН-600 и БН-800.

Перспективы совершенствования водно-химического режима энергоблоков с реакторами РБМК-1000

Европин С.В., Юрманов В.А., Белоус В.Н., Григорович С.М., Юрманов Е.В.
ОАО «НИКИЭТ»

Для основного технологического контура охлаждения реакторов РБМК-1000 регламентирован бескоррекционный водно-химический режим (ВХР), на который возложены задачи минимизации коррозии, эрозионно-коррозионного износа, коррозионного растрескивания, а также снижения накопления радиоактивных отходов и обеспечения надежной работы топлива. Анализ эксплуатационных данных АЭС показывает, что все эти задачи по-прежнему актуальны. В Программе совершенствования химических технологий на российских АЭС на 2002–2010 годы отмечено, что решение этих задач невозможно в условиях бескоррекционного ВХР, поэтому предусмотрена разработка коррекционной обработки теплоносителя РБМК.

МАГАТЭ в рамках программы по проблеме межкристаллитного коррозионного растрескивания под напряжением (МКРПН) сварных соединений контура охлаждения РБМК (КМПЦ) рекомендовано внедрение дозирования цинка и/или водорода в теплоноситель и жесткое ограничение опасных загрязнений (медь, сульфаты), основываясь на опыте зарубежных кипящих реакторов. Дозирование водорода эффективно лишь при снижении концентрации меди в теплоносителе до крайне низкого уровня, что недостижимо при эксплуатации конденсаторов турбин с трубными системами из медного сплава. Напротив, дозирование цинка не только устраняет вредное влияние примеси меди в отношении развития МКРПН, но и широко используется для улучшения радиационной обстановки, сокращения количества контурных дезактиваций и минимизации образования радиоактивных отходов.

Как показывает анализ данных химического контроля, качество воды КМПЦ на АЭС с РБМК-1000 за последние 10–15 лет существенно

не изменилось за исключением повышения концентрации меди на отдельных энергоблоках, где и отмечается повышенная коррозионная агрессивность теплоносителя в отношении МКРПН. С целью ограничения поступления опасных загрязнений в реактор необходимо в нормах ВХР установить предельные значения их концентрации, не исходя из достигнутого уровня, а основе углубленного анализа опыта эксплуатации АЭС данного типа и результатов экспериментальных исследований.

Предварительная оценка результатов многолетнего опытно-промышленного опробования дозирования кислорода в турбинный конденсат энергоблоков 2 очереди Курской АЭС показала отсутствие положительного эффекта.

Согласно результатам, проведенных НИКИЭТ теоретических и лабораторных исследований, дозирование цинка в теплоноситель РБМК-1000 должно обеспечить снижение коррозии, коррозионного растрескивания и сокращение накопления радиоактивных продуктов коррозии, что будет способствовать увеличению продолжительности межремонтного цикла энергоблока. При этом следует ожидать прекращения или сокращения количества дезактиваций КМПЦ и, как следствие, снижения образования жидких радиоактивных отходов. По опыту зарубежных АЭС дозирование обедненного по изотопу ^{64}Zn цинка, производимого более 20 лет предприятиями Росатома на экспорт для западных АЭС, обеспечит снижение мощности дозы излучения от трубопроводов и оборудования КМПЦ, а также уменьшит коллективные дозозатраты персонала.

Учитывая положительный опыт дозирования цинка на зарубежных АЭС, а также опыт эксплуатации реактора ВК-50 с повышенной концентрацией цинка в теплоносителе из-за применения трубных систем конденсаторов и подогревателей из латуни, целесообразно выполнить комплекс расчетно-экспериментальных работ для обоснования применения технологии дозирования цинка в теплоноситель РБМК-1000.

Результаты исследования случаев разрушения трубы несущей ТВС РБМК, изготовленной из сплава Э125

Аверин С.А., Синельников Л.П., Самоделкин П.В.
ОАО «ИРМ», г. Заречный
Иванов А.В.
ОАО «НИКИЭТ»

Рассмотрены два факта разрушения трубы несущей ТВС РБМК, изготовленной из сплава Э125, произошедшие в разное время. В обоих случаях разрушение произошло при производстве транспортно-технологических операций вблизи швов электронно-лучевой сварки.

Результаты исследования показали, что причины разрушения различны. В первом случае разрушение несущей трубы произошло при локализации деформации в области верхнего сварного соединения в результате приложения напряжений, превышающих предел прочности материала. Во втором – разрушение несущей трубы произошло в зоне нижнего сварного соединения и явилось результатом нетипичных коррозионных повреждений сплава Э125 в виде ускоренной коррозии по границам зерен бывшей фазы β-Zr и локально-язвенной ускоренной коррозии по структурным составляющим.

Применение ВАБ и риск-информативный подход. Задачи и опыт внедрения технологии мониторинга риска на Ленинградской АЭС

Брагин А.Н., Кухарь С.В., Макушкин А.В.
Ленинградская АЭС

Технология мониторинга риска в настоящее время внедряется на Ленинградской АЭС и в ОАО «Концерн «Росэнергоатом» предполагается такое внедрение на всех АЭС.

Доклад представляет историю развития ВАБ на Ленинградской АЭС и разработки различных приложений по применению мониторов риска, в том числе для оптимизации требований технологического регламента по допустимым временам вывода оборудования из работы на основе результатов ВАБ, для анализа риска от событий-нарушений, планирования ремонтов и мониторинга текущего риска и состояния глубокоэшелонированной защиты на соответствие требованиям технологического регламента.

Также представлен опыт использования монитора риска в режиме опытной эксплуатации на БЩУ и результаты технического аудита системы мониторинга риска на энергоблоке №1 Ленинградской АЭС.

Исследования изменений механических свойств материала облученных оболочек твэлов методами одноосного растяжения кольцевых образцов и испытаний трубчатых образцов внутренним давлением

Козлов А.В., Евсеев М.В., Барсанова С.В.
ОАО «ИРМ», г. Заречный

При эксплуатации твэлов в реакторах на быстрых нейтронах происходит охрупчивание оболочек твэлов, наряду с которым при воздействии на оболочку внутритвэльной среды образуются коррозионные трещины. Это приводит к снижению механической проч-

ности оболочек и опасности их разрушения. Необходимым условием прогнозирования остаточной работоспособности твэлов является корректное экспериментальное определение механических свойств оболочек твэлов после эксплуатации.

Целью исследований в данной работе являлось определение изменений механических свойств оболочек твэлов после эксплуатации в реакторе БН-600 до высоких повреждающих доз для оценки их остаточной работоспособности. Стандартные механические испытания кольцевых образцов на одноосное растяжение дают чрезмерно консервативную экспресс оценку, не позволяющую решить эту задачу. В ОАО «ИРМ» разработана методика проведения испытаний трубчатых образцов, изготавливаемых из облученных оболочек твэлов, внутренним давлением пластичного заполнителя.

В работе приведены результаты определения механических свойств оболочек твэлов из стали ЧС68 после эксплуатации в реакторе БН-600 до достижения высоких повреждающих доз (~70 сна и выше), полученные с использованием обеих методик. Испытания кольцевых образцов показывают, что материал оболочки, эксплуатировавшийся в нижней части активной зоны, имеет при 20 °С нулевое относительное удлинение после доз выше 60 сна при пределе прочности выше 600 МПа. При температурах испытаний 400 °С предел прочности снижается до 250 МПа, а при повышении температуры испытаний до 600 °С — до 70–150 МПа при некотором уменьшении характеристик пластичности. Трубчатые образцы из этой области оболочки твэла показывают общее относительное удлинение выше 6 %, которое с ростом температуры испытаний увеличивается, при прочности от 500 до 1000 МПа.

В области центра активной зоны кольцевые образцы имеют нулевое общее относительное удлинение при комнатной температуре после доз выше 70 сна. Облучение дозами от 65 до 70 сна приводит к значениям относительного удлинения от нуля до трех процентов. Предел прочности имеет значительные разбросы, при этом прослеживается его корреляция с величиной распухания. При распухании выше 9 % его значения составляют от 100 до 200 МПа. Аналогичная картина наблюдается при температурах испытаний рабочего диапазона (400–600 °С), но с более низким пределом прочности (до 50 МПа). Относительное удлинение трубчатых образцов из области центра активной зоны составляет при 20 °С от 3 до 30 % при пределе прочности ~800 МПа. Повышение температуры испытаний приводит к уменьшению относительного удлинения, которое во всех случаях превышает 1 %, принимая преимущественно значения от 5 до 15 %. Наиболее низкое значение, которые предел прочности имеет при 600 °С, составляет 450 МПа.

Результатов механических испытаний трубчатых образцов показали, что оболочки твэлов из стали ЧС68 после эксплуатации до достижения 82 сна в реакторе БН-600 сохранили остаточную работоспособность.

Исследование повреждаемости оболочек твэлов в условиях, моделирующих потерю расхода натрия через активную зону

Загорулько Ю.И., Камаев А.А., Ашурко Ю.М., Кащеев М.В., Ганичев Н.С., Жмурин В.Г.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск

В докладе представлено краткое изложение основных результатов исследований повреждаемости оболочек твэлов в геометрии 7-стержневого пучка, проведенных на стенде «ПЛУТОН» в условиях, моделирующих тяжелую аварию с потерей расхода натрия через активную зону БН.

Эти эксперименты являются первоначальным этапом программы исследований, направленной на получение данных, необходимых для верификации расчетных моделей.

Исходная температура натрия в экспериментах составляла 823 К. Кориум моделировался расплавом продуктов термитных реакций $Fe_2O_3+Zr\rightarrow ZrO_2+Fe$ (T≈3100 K) и $Fe_2O_3+Al\rightarrow Al_2O_3+Fe$ (T≈2900-3100 K), осуществляемых внутри оболочек имитаторов твэлов.

В серии четырех экспериментов (2 – с имитаторами оболочек твэлов из стали Х18Н10Т (14х0,45 мм), 2 – с оболочками из стали ЭП-450 (9,3х0,6 мм) с 7-стержневыми пучками, располагаемыми в канале с внутренним диаметром 92 мм, энерговыделение обеспечивалось термитной реакцией $Fe_2O_3+Zr\rightarrow ZrO_2+Fe$.

В этих экспериментах было показано преимущественное повреждение центрального имитатора твэла и значительные остаточные деформации изгиба частично поврежденных периферийных твэлов. Топография повреждений оболочек свидетельствует о перемещении расплава в аксиальных направлениях как внутри имитаторов, так и в пространстве между стержнями. Оценочные значения коэффициентов конверсии коррелируют с величиной исходного термитного заряда в интервале $(2,8\text{-}8,6)\cdot 10^{-2}$ %.

В пятом эксперименте использовалась модельная 7-стержневая сборка с имитаторами твэлов высотой 475 мм и оболочками 9,3х0,6 мм из стали Х18Н10Т. Шаг решетки составлял 11,3 мм, толщина шестигранного чехла 3,2 мм. Энерговыделение обеспечивалось термитной реакцией $Fe_2O_3+Al\rightarrow Al_2O_3+Fe$. Общая масса терминого заряда составляла 0,208 кг.

Отмечена значительная деградация оболочек имитаторов твэлов, преимущественно в центральной и нижней зонах сборки (от 23 до 73% от исходной поверхности). Характер разрушений оболочек позволяет предполагать существенный вклад термических напряжений. Предварительные расчетные оценки показывают, что максимальное эквивалентное напряжение, достигаемое во временном интервале ~20 мс, составляет ~ $1{,}7 \cdot 10^9$ Па, что значительно превышает предел прочности для аустенитных сталей.

Верхние и нижние проходные сечения сборки были полностью блокированы застывшими фрагментами кориума. Суммарный коэффициент конверсии составил ~ $(1-2) \cdot 10^{-1}$ %.

Функции распределения конечных фрагментов по их размерам удовлетворительно коррелируют с данными наиболее значимых зарубежных экспериментов.

Подсекция 1.1
ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ АЭС С ВВЭР, РБМК, БН, ЭГП-6

Направление
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ

Повышение эффективности страхового запаса ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Бубнов А.Г.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В настоящей статье рассматривается порядок формирования, финансирования, учета, хранения, использования и восполнения страхового запаса, созданного в 1996 году для обеспечения приемлемого уровня безопасности эксплуатации и минимизации продолжительности остановов энергоблоков от выхода из строя оборудования на атомных станциях, его структура, анализ использования комплектующих в период с 2002 по 2012 год.

Порядок формирования, финансирования, учета, хранения, использования и восполнения страхового запаса определяется РД ЭО 1.1.2.01.0075-2009 «Положение о страховом запасе оборудования, узлов и запасных частей для проведения непредвиденных и нештатных ремонтных работ на атомных станциях». В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 30.01.02 № 68, начиная с 2002 года все затраты, связанные со страховым запасом финансируются за счет средств Резерва для обеспечения ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности. Финансирование носит целевой характер.

В номенклатуру страхового запаса включены необходимые для безопасной и бесперебойной работы атомных станций оборудование, узлы и запасные части с длительным циклом изготовления. Обязательная номенклатура СЗ актуализируется ежегодно с учетом опыта эксплуатации (нарушений в работе АЭС, исчерпания оборудованием назначенного ресурса, фактического использования СЗ, модернизации энергоблоков и т.д.), по результатам ремонтных кампаний или в случае производственной необходимости.

За последние 10 лет (с 2002 по 2011 год) комплектующие страхового запаса использовались в 64 случаях. Общая стоимость используемого оборудования составила 1,208 млрд.рублей.

Например, комплектующие страхового запаса использовались для замены:

- статоров турбогенераторов Смоленской, Кольской, Ленинградской и Нововоронежской АЭС;
- ротора турбогенератора на Балаковской АЭС;
- стержней статорных обмоток на Кольской, Смоленской, Нововоронежской и Балаковской АЭС;
- технологических каналов на Смоленской и Курской АЭС;
- турбинных лопаток на Нововоронежской, Кольской и Калининской АЭС;
- комплектующих РУ (стержни СУЗ и ДП) на Курской, Смоленской и Белоярской АЭС.
- трансформаторов тока на Курской, Калининской, Смоленской и Нововоронежской АЭС.

Использование комплектующих страхового запаса за этот период позволило сократить длительность простоя энергоблоков из-за отказов оборудования и избежать потерь выработки в объеме 63,828 млрд. рублей.

В условиях продолжающегося увеличения времени наработки оборудования и принятой концерном программы по продлению срока эксплуатации энергоблоков АЭС создание и поддержание необходимого уровня страхового запаса является одной из приоритетных задач концерна.

Модернизация технологического процесса замены парогенераторов энергоблоков ВВЭР-1000 с реакторными установками В-320

Герасимов А.В.
ОАО «Атомэнергоремонт», г.Нововоронеж

Замена парогенераторов на действующих энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000 всегда являлась очень трудоемкой задачей в связи с тем, что при проектировании компоновки здания реактора не ставилась цель обеспечения высокой технологичности при замене ПГ, вследствие чего среднее фактическое время выполнения работ при замене четырех ПГ на серийных блоках составляет не менее 180 суток.

Учитывая увеличивающиеся требования к качеству выполнения работ и сокращению сроков их выполнения, назрела необходимость в модернизации технологического процесса замены парогенераторов.

В 2011 году специалисты ОАО «Атомэнергоремонт» совместно со специалистами Балаковской АЭС участвовали в программе по передаче опыта компании AREVA NP в области замены парогенераторов

на зарубежных АЭС. Следует отметить, что компания AREVA NP значительно преуспела в данной области, реализовав 58 проектов замены ПГ по всему миру и сократив время замены трех ПГ до 67 суток (совместно с заменой КД).

Программа передачи опыта состояла из двух этапов:

1. Теоретическая подготовка в инженерном центре AREVA NP в г. Эрланген (Германия);

2. Участие в качестве наблюдателей в работах по замене трех парогенераторов и компенсатора давления на АЭС «Рингхальс» (Швеция), производимой компанией AREVA NP.

Несмотря на значительную разницу в компоновках зданий и габаритных характеристик заменяемого оборудования на различных АЭС, полученные сведения о выполняемых работах оказались очень полезными. Особо стоит отметить высокую техническую оснащенность, высокий уровень организации управления проектом и фазой подготовительных работ, которая в зависимости от сложности проекта может достигать семи лет.

Опираясь на опыт, полученный от компании AREVA NP, ОАО «Атомэнергоремонт» в 2012 году приступил к разработке комплекта технологической документации на замену парогенераторов. Комплект документации будет учитывать выполнение работ по четырем вариантам: замена одного парогенератора, двух парогенераторов, трех парогенераторов, четырех парогенераторов.

Реализация проекта будет осуществлена в 2013 году на замене парогенератора на 3 блоке Балаковской АЭС.

В докладе будут также освещены основные решения, которые будут приняты в модернизированном технологическом процессе, позволяющие выполнить замену парогенераторов, исходя из требований технического задания ОАО «Концерн Росэнергоатом»:

- одного парогенератора – 70 суток;
- двух парогенераторов – 82 суток;
- трех парогенераторов – 96 суток;
- четырех парогенераторов – 110 суток.

Диагностика технического состояния электродвигателей 6 кВ на испытательном стенде

Малахов И.В.
Ростовская АЭС

На Ростовской АЭС введен в эксплуатацию испытательный стенд для оценки технического состояния электродвигателей 6 кВ при их прокрутке на холостом ходу.

Место установки стенда: помещение №33 здания объединенного газового корпуса.

Сроки реализации проекта: с июля 2009 года по декабрь 2011 года.

Дата ввода в эксплуатацию: 22.12. 2011

Основание для разработки проекта:

- необходимость проведения виброобследования электродвигателей напряжением 6 кВ и замеров токов холостого хода после выполнения ремонтных работ.

Цель внедрения проекта:

- оперативная оценка технического состояния электродвигателей после ремонта;
- повышение качества ремонтных работ;
- исключение повторных ремонтов электродвигателей 6кВ, потенциально оказывающих влияние на продолжительность критического пути ремонта энергоблока;
- внедрение агрегатного метода ремонта.

Основные этапы проекта:

- разработка проектно-сметной документации;
- выполнение строительных , монтажных и электромонтажных работ;
- выполнение наладочных работ;
- разработка инструкции по эксплуатации стенда и бланков испытаний электродвигателей;
- проведение испытаний электродвигателей;
- оценка достигнутых результатов.

Внедрение альтернативной технологии восстановления величины зацепления телескопических соединений трактов технологических каналов на 1-м энергоблоке Ленинградской АЭС

Черников О.Г., Перегуда В.И., Федосовский М.Е., Кудрявцев К.Г., Ковалев С.М., Шмаков Л.В., Быстриков А.А., Петров А.А., Бурлаков Е.В, Жемчугов В.Г., Карась В.А., Долганов С.В., Харахнин С.Н., Александров Н.Г., Лавренов В.С.

Ленинградская АЭС

В конструкции реактора РБМК-1000 предусмотрено, что узел телескопического соединения фланца в сборе и верхнего тракта (ТСТ) обеспечивает компенсацию температурных взаимных перемещений графитовой кладки и опорных конструкций во время разогрева и расхолаживания реактора, а также изменение высоты кладки. Одним из следствий радиационно-термического воздействия на графит кладки и деградации его свойств является изменение высоты графитовых колонн. Этот фактор непосредственно влияет на величину зацепления ТСТ. Сохранение зацепления ТСТ во всех режимах работы реактора

является требованием, непосредственно влияющим на безопасность эксплуатации.

Восстановление компенсирующей способности ТСТ заключаются в увеличении величины зацепления ТСТ путем установки стальных «вкладышей-компенсаторов» между верхней защитной плитой Сб.07 и верхним графитовым блоком. Недостатком применяемого метода является необходимость извлечения (замены) технологического канала, что, в свою очередь, влечет значительные материальные затраты, в том числе из-за простоя энергоблока, и приводит к увеличению твердых радиоактивных отходов.

В 2010 году ЗАО «Диаконт» выполнена научно- исследовательская работа (НИР) «Анализ возможности увеличения зацепления ТСТ реактора РБМК-1000 с помощью удлиняющих хомутов». Результаты НИР подтвердили принципиальную возможность восстановления работоспособности ТСТ с помощью удлиняющих хомутов (Устройств).

Основой предлагаемого способа является установка удлиняющих хомутов (Устройств) на трубы телескопического соединения, что позволит увеличить величину зацепления труб ТСТ на 70 мм. Установка удлиняющих хомутов осуществляется с помощью робототехнических комплексов.

В октябре 2010 года организована рабочая группа по созданию альтернативной технологии восстановления ТСТ без замены ТК. В рабочую группу вошли представители ЦА ОАО «Концерн Росэнергоатом», ЛЕНАЭС, НИЦ «Курчатовский институт», ОАО «НИКИЭТ», ЗАО «Диаконт». В период с октября 2010 года по июнь 2011 года была разработана технология восстановления ТСТ без замены ТК, создан робототехнический комплекс, Устройство для восстановления величины зацепления ТСТ, полномасштабный стенд для отработки технологии и подготовки персонала, выполнено обоснование безопасности созданной технологии.

В период КПР-2011 энергоблока №1 Ленинградской АЭС технология восстановления ТСТ без замены ТК была успешно внедрена. Восстановление ТСТ (установка Устройств) выполнялось в период с 29.07.2011 по 14.10.2011. Восстановлено ТСТ 209 ячеек ТК по альтернативной технологии без замены ТК.

Сравнительный анализ альтернативной технологии и традиционной (с заменой ТК) показал:

- снижение стоимости восстановления ТСТ 1-й ячейки ТК в 3 раза;
- исключение образования высокоактивных ТРО;
- сокращение дозовых нагрузок на персонал в 200 раз;
- повышение производительности восстановления ТСТ в 3 раза.

Технология восстановления ТСТ без замены ТК может быть применена и внедрена на других энергоблоках с реакторами РБМК-1000.

Оценка экономической целесообразности вывода ремонтного персонала на аутсорсинг и анализ влияния этого процесса на безопасную эксплуатацию АЭС

Фианцев В.С., Хмелев А.А., Янченко Ю.А., Самойлов Б.С., Ткачук С.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

В настоящей статье представлены материалы по оценке экономической эффективности вывода ремонтного персонала на аутсорсинг, возможным рискам и степени их влияния на безопасную эксплуатацию атомных станций, рассмотрены подходы к определению оптимальных соотношений объемов ремонтных работ, выполняемых собственным ремонтным персоналом и подрядчиком, как с точки зрения экономики, так и влияния проводимых изменений на безопасную эксплуатацию АЭС.

Экономическая целесообразность вывода ремонтного персонала АЭС на аутсорсинг может решаться двумя методами:

- установление оптимального соотношения трудозатрат в объеме ремонтных работ, выполняемых персоналом АЭС и привлеченным персоналом;
- управление экономической эффективностью системой технического обслуживания и ремонта (ТОиР) АЭС.

Критерием принятия решения по первому способу является минимальная стоимость всего объема ремонтных работ по АЭС.

По второму способу предлагается вывод ремонтного персонала АЭС на аутсорсинг рассматривать в рамках целевого управления экономической эффективностью системы ТОиР с проведением оценки по совокупным затратам. Для этого следует использовать показатель удельных ремонтных затрат на 1 час готовности оборудования АЭС.

В части оценки влияния изменений в области аутсорсинга ТОиР на безопасную эксплуатации АЭС по методологии МАГАТЭ представлены:

- результаты анализа влияния изменений связанных с аутсорсингом ТОиР на социальные, организационные и человеческие факторы,
- оценка рисков и анализ их влияние на безопасную эксплуатацию АЭС
- предложения по мероприятиям минимизации рисков.

В заключении, на основе комплексной оценки, представлены рекомендации по возможным вариантам и сценариям вывода на аутсорсинга объемов и персонала ТОиР.

Концепция технического обслуживания и ремонта в проекте «ВВЭР-ТОИ»

Дементьев В.Н.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Гуринович В.Д., Янченко Ю.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

В настоящей статье на примере проекта «ВВЭР-ТОИ» представлены результаты проработки на концептуальном уровне положений системы технического обслуживания (ТО) и ремонта, которые должны быть реализованы в проектах новых атомных станций. Реализация этих требований будет способствовать обеспечению конкурентоспособности генерации электроэнергии на внутреннем и внешнем рынках и достижению оптимальной стоимости владения активами. Структура заложенных в концепцию требований представляет собой две взаимосвязанные области.

Первая, в основном, определяется необходимостью приведения действующих Норм и Правил Ростехнадзора в соответствие современным лучшим мировым практикам. Вторая группа требований определяет конкретные аспекты ТО и ремонта, которые должны быть реализованы в проекте «ВВЭР-ТОИ».

В статье главным образом рассматривается первая группа требований, связанных с нормативной базой проекта и её ограничениями, включая следующие составляющие:

- ограничения периодичности технического освидетельствования и эксплуатационного контроля металла оборудования и трубопроводов;
- нормы оценки качества сварных соединений и наплавок;
- объемы неразрушающего контроля металла;
- «Типовые отраслевые нормы времени, элементные сметные нормы на работы по техническому обслуживанию, ремонту и наладке систем и оборудования атомных станций» ОЭСН-2003.

Одновременно с этим из второй группы требований рассмотрены проблемы мониторинга риска и оптимизации подхода к классификации оборудования с учетом как риска нарушения безопасности, так и влияния на экономические характеристики эксплуатации энергоблока.

Предполагается, что положения концепции послужат основой для разработки проекта «ВВЭР-ТОИ» с учетом требований системы ТО и ремонта, верификации и валидации этих требований на всех стадиях жизненного цикла АЭС.

Опыт эксплуатции гайковёртов с одновременной вытяжкой всех шпилек фланцевых разъёмов основного оборудования АЭС

Вессоловски Б.Д.
Simpel kamp Tensing Systems GmbH

В докладе будут рассмотрены следующие вопросы:

- опыт применения гайковертов для главного разъёма реактора ВВЭР-1000, фланцевых разъёмов парогенератора ПГВ-1000М;
- опыт применения гайковертов для реакторов на АЭС во Франции, Китае, Чехии и предложения по повышения эффективности эксплуатации гайковёртов;
- новые разработки гайковертов для оборудования АЭС с ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 (САОЗ, компенсатор давления, фильтров и т.д.).

Проблемные вопросы эксплуатации оборудования в межремонтном периоде сверх 12 месяцев

Рихтер Р.А.
Калининская АЭС

1. Решение организационных вопросов эксплуатации и ремонта связанных с переходом на увеличенный межремонтный период ведется в рамках выполнения «Программы увеличения выработки электроэнергии на действующих энергоблоках АЭС Концерна «Росэнергоатом» на 2007–2015 гг.», утвержденной заместителем Руководителя Федерального агентства по атомной энергии В.В. Травиным, в развитие данного документа разработана «Программа увеличения выработки электроэнергии на действующих энергоблоках АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» на 2011–2015 годы» АЭС ПРГ-35К(04-08)2011.

2. Наиболее проблемные ограничения перехода на 18-месячный межремонтный период содержатся в ПНАЭ-Г-7-008-89, НП-010-98. Данные правила проходят процедуру пересмотра, которая неоправданно затянута и окончательного решения нет.

3. Отмена текущих ремонтов связанных с опробованием предохранительных клапанов и гермооболочки (раз в год).

Устройства для натяжения крепёжных деталей фланцевых соединений

Савин А.А.
Балаковская АЭС

Одним из направлений повышения экономической эффективности АЭС является ускорение выполнения регламентных работ на оборудо-

вании и трубопроводах АЭС за счет сокращения времени, снижения трудозатрат и дозозатрат на уплотнение их фланцевых соединений.

В настоящее время для уплотнения фланцевых разъемов оборудования АЭС России нашли широкое применение гайковерты, которые имеют следующие недостатки:

- высокая цена;
- большие весогабаритные характеристики;
- необходимость использования грузоподъемных механизмов для доставки гайковертов к фланцевым разъемам оборудования.

За рубежом для уплотнения фланцевых соединений, на которых невозможен или затруднен монтаж гайковертов, а также имеющих ограничение по свободному пространству над фланцевым соединением, нашли широкое применение устройства для натяжения крепёжных деталей фланцевых соединений (Гидрогайки). Принцип действия гидрогайки основан на непосредственном натяжении шпильки с помощью гидроцилиндра гайки и фиксации вытяжки шпильки с помощью специальной резьбовой вставки, навинченной на гайку.

Гидравлические гайки выполняют двойную функцию:

1) функцию гайковертов для предварительной вытяжки шпилек;

2) функцию штатного крепежа конкретного фланцевого разъема.

Однако, существующие в настоящее время конструкции гидравлических гаек обладают различными недостатками, вследствие чего они не нашли широкого применения на российских АЭС. Так, например, в некоторых конструкциях гидравлических гаек, изготавливаемых, как отечественными, так и зарубежными компаниями, в качестве рабочей жидкости используется масло, а в качестве материала уплотнительных элементов – резина, поэтому применение этих гидравлических гаек во фланцевых соединениях оборудования и трубопроводов АЭС, работающих при высоких температурах, невозможно. Кроме того, эти гидравлические гайки имеют большие диаметральные габариты, что не позволяет использовать их для уплотнения фланцевых соединений оборудования и трубопроводов АЭС.

Разработанные устройства для натяжения крепёжных деталей фланцевых соединений не имеют описанных выше недостатков и позволяют широко применять их на оборудовании российских и зарубежных АЭС.

В данном докладе описывается применение гидравлических гаек, положительно зарекомендовавших себя при проведении опытно-промышленной эксплуатации на фланцевом соединении люка-лаза парогенератора энергоблока № 2 Балаковской АЭС.

Подсекция 1.2

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ И КОНТРОЛЬ МЕТАЛЛА, ДИАГНОСТИКА, РЕСУРС, МОДЕРНИЗАЦИЯ И ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ АЭС

Направление

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ДИАГНОСТИКА, РЕСУРС, МОДЕРНИЗАЦИЯ И ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ АЭС

Программа мероприятий, направленных на повышение уровня эксплуатации, совершенствование методов испытаний и контроля качества турбинных и трансформаторных масел, применяемых на АЭС

Гашенко В.А., Галимова Л.А.
ОАО «ЭНИЦ», г. Электрогорск
Шуварин Д.В., Курганов Д.В.
ООО «Микронинтер», Москва

Потеря эксплуатационных свойств энергетических масел рассматривается сегодня специалистами-энергетиками как серьёзная проблема для безопасной эксплуатации турбоагрегатов по причине возможных отказов и повреждений в работе систем регулирования, смазки и уплотнения вала, что особенно актуально для тех блоков АЭС, которые приближаются к завершающему этапу эксплуатации.

В 2010–2011 гг. в ОАО «ЭНИЦ» по заданию ОАО «Концерн Росэнергоатом» выполнялись работы по анализу состояния эксплуатации и контроля качества турбинных и трансформаторных масел на АЭС.

Цель работ:

- повышение уровня эксплуатации энергетических масел, применяемых на АЭС, в части обеспечения и поддержания качества, надежной эксплуатации и продления срока службы турбинных и трансформаторных масел на энергоблоках АЭС.

Анализ состояния эксплуатации масел на АЭС с ВВЭР показал необходимость дальнейшего совершенствования базы нормативной документации по организации контроля качества и методам выполнения

измерений физико-химических показателей качества, по организации и обеспечению контроля при поставке, эксплуатации, очистке и утилизации энергетических масел на АЭС. По результатам выполненных работ разработаны предложения по совершенствованию эксплуатации масел на АЭС, утверждена отраслевая «Программа мероприятий, направленных на повышение уровня эксплуатации совершенствование методов испытаний и контроля качества минеральных (нефтяных) и синтетических масел, применяемых на АЭС» АЭС ПРГ-48к(04-06)2011 от 22.08.2011г.

В соответствии с Программой проведена работа по обследованию состояния эксплуатации турбинных и трансформаторных масел на АЭС с РБМК:

- выполнен анализ состояния турбинных масел и трансформаторных в оборудовании АЭС на основании данных производственных цехов АЭС о состоянии качества масел при поставке, хранении, применении в оборудовании и при очистке масла;
- проведен анализ схем снабжения маслами энергетического оборудования, порядка применения маслоочистительного оборудования, комплектности лабораторных приборов для анализа масла, порядка организации контроля качества масла.

По результатам выполненных работ и анализа данных, полученных при обследовании состояния эксплуатации, организации контроля качества энергетических масел на АЭС разработаны Технические предложения, утвержденные ГИ АЭС, по мероприятиям, направленным на обеспечение и поддержание качества, совершенствование эксплуатации, системы контроля показателей качества нефтяных турбинных и трансформаторных масел, применяемых на Ленинградской, Курской, Смоленской АЭС.

Модернизация и продление срока службы АЭС

Гилев В.А., Киселев С.А.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

1. Модернизация действующих энергоблоков АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Основные цели деятельности по модернизации АЭС:

1) обеспечение безопасной и устойчивой работы действующих АЭС в соответствии с критериями и требованиями действующих норм и правил в области использования атомной энергии;

2) продление эксплуатационного ресурса энергоблоков, достигших назначенного срока службы;

3) увеличение производства электрической и тепловой энергии на энергоблоках действующих АЭС;

4) повышение надежности и экономической эффективности действующих АЭС для обеспечения их конкурентоспособности на федеральном рынке электроэнергии.

Модернизация АЭС осуществляется на базе реализации процедур долгосрочного, среднесрочного и годового (текущего) планирования работ.

Эффективность использования средств на модернизацию энергоблоков АЭС наглядно демонстрируется растущими показателями выработки электроэнергии, КИУМ и отсутствием тенденции роста количества нарушений в работе энергоблоков АЭС несмотря на увеличение их срока эксплуатации.

В связи с событиями в Японии на АЭС «Фукусима» центральным аппаратом ОАО «Концерн Росэнергоатом» совместно с атомными станциями и обеспечивающими предприятиями (генеральный проектировщик, главный конструктор реакторной установки, научный руководитель) разработан перечень сценариев возможного развития аварий на российских АЭС, выполнены проверки и детальный анализ состояния безопасности, устойчивости и защищенности действующих атомных станций, определены основные направления по дальнейшему повышению безопасности АЭС.

По результатам анализа разработаны мероприятия по повышению уровня безопасности действующих АЭС на среднесрочную перспективу. В течение двух лет по программам модернизации все действующие АЭС будут оснащены передвижными техническими средствами для использования при ликвидации тяжёлых запроектных аварий: дизель-генераторы, дизель-насосы, мотопомпы и другое вспомогательное автономное оборудование. В течение 3-5 лет будут реализованы в полном объеме дополнительные проектные решения по модернизации систем, оборудования и строительных конструкций энергоблоков АЭС, обеспечивающих предотвращение катастрофических последствий аномальных внешних событий.

2. Продление срока эксплуатации энергоблоков АЭС

Продление сроков эксплуатации энергоблоков действующих АС после исчерпания назначенного срока службы является одной из актуальных задач на современном этапе развития атомной энергетики России и наиболее эффективным направлением вложения финансовых средств в повышение безопасности АС и сохранение генерирующих мощностей.

В соответствии с действующими в России нормативными документами работы по продлению срока эксплуатации энергоблока АС включают в себя:

- комплексное обследование энергоблока АС;
- оценку технической возможности продления срока эксплуатации элементов энергоблока;

- оценку безопасности энергоблока;
- оценку экономической целесообразности продления срока эксплуатации энергоблока.

Результатом проведенных работ является принятие решения о целесообразности продления срока эксплуатации рассматриваемого энергоблока.

Экономически обоснованная продолжительность дополнительного срока эксплуатации энергоблоков АС составляет от 15 до 30 лет и определяется в каждом конкретном случае как техническими, так и экономическими факторами.

По состоянию на 01.03.2012 выполнены работы по продлению сроков эксплуатации 17-ти энергоблоков АС суммарной установленной мощностью 9848 МВт.

В период с 2012 по 2015 гг. предстоит продлить срок эксплуатации еще 7-ми энергоблоков АЭС второго поколения на 15–30 лет.

Продление сроков эксплуатации энергоблоков АЭС позволит:

- поддержать энергетические балансы дефицитных регионов до начала ввода в эксплуатацию новых энергоблоков;
- обеспечить минимальную тарифную нагрузку;
- высвободить инвестиционные средства для завершения строительства и ввода в эксплуатацию энергоблоков АЭС высокой и средней степени строительной готовности;
- обеспечить резерв времени для разработки проектов и технологий вывода из эксплуатации энергоблоков, исчерпавших свой ресурс, с целью их последующего перепрофилирования или утилизации;
- обеспечить резерв времени для доведения проектов атомных станций нового поколения повышенной безопасности с улучшенными технико-экономическими характеристиками до коммерческой реализации;
- сохранить научно-технический и производственный потенциал отрасли, сформировать технологическую базу для перехода к следующему этапу развития атомной энергетики, ориентированному на крупномасштабное внедрение принципиально новых ядерных технологий.

Основные результаты работ по продлению срока эксплуатации оборудования реакторной установки БН-600

Васильев Б.А., Виленский О.Ю., Каманин Ю.Л.
ОАО «ОКБМ Африкантов»

Реакторная установка на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем БН-600 была введена в эксплуатацию в апреле 1980 года в

составе энергоблока №3 Белоярской АЭС. Установленный проектом срок эксплуатации энергоблока №3 с РУ БН-600 (30 лет) истек в 2010 году.

Вышеназванные обстоятельства определили актуальность задачи продления проектного срока эксплуатации энергоблока с РУ БН-600, а накопленный положительный опыт его эксплуатации и удовлетворительное техническое состояние основного оборудования, по сути, создали предпосылки для ее успешного решения.

Возможность эксплуатации энергоблока за пределами срока, установленного проектом, в основном, определяется ресурсными характеристиками незаменяемого оборудования. К такому оборудованию, в первую очередь, относятся корпусные конструкции реактора БН-600. Большая часть этих конструкций недоступна для контроля и проведения ремонта. Поэтому в обосновании работоспособности указанных конструкций особую значимость имеет расчетный анализ. С учетом изложенного и в связи со специфическими условиями эксплуатации корпусных конструкций реактора БН-600 (высокого уровня температур и интенсивного нейтронного облучения), потребовалась разработка и использование новой методологии обоснования прочности конструкций с учетом эффектов радиационного распухания, радиационно-термической ползучести, деградации механических свойств конструкционных материалов на временной базе 3×10^5 часов и под облучением, а также развития постулируемых трещиноподобных дефектов.

Работы по обоснованию работоспособности незаменяемого оборудования реактора БН-600 при возможном продлении проектного срока эксплуатации энергоблока ОКБМ проводил совместно с ЦНИИ КМ «Прометей», ИЦП МАЭ, ФЭИ, НИИАР и Белоярской АЭС.

Другим важным направлением работ стала оценка возможности продления до 45 лет срока эксплуатации заменяемого оборудования РУ БН-600, разработанного ОКБМ, с учетом техобслуживания, ремонта и замены его отдельных деталей. Результаты анализа работы заменяемого оборудования необходимы для определения своевременного заказа ЗИПа и подготовки технологий замены оборудования или ремонта.

На основании выполненных обоснований подтверждена возможность безопасной эксплуатации РУ БН-600 при продлении срока службы до 45 лет. 07.04.2010г. Ростехнадзором выдана лицензия на продление срока эксплуатации энергоблока №3 Белоярской АЭС с РУ БН-600 до 31.03.2020г.

Модернизация и ПСС АЭС в свете событий на АЭС «Фукусима»

Кезин С.Н.
ВАО АЭС МЦ

- Авария на АЭС Фукусима – пересмотр концепций
- Безопасности – наивысший приоритет
- Безопасности – наивысший приоритет
- Связь модернизации и ПСС с безопасностью АЭС (Обзорные материалы)
  - ✧ АЭС Ловииза
  - ✧ АЭС Пакш
  - ✧ АЭС Темелин
  - ✧ АЭС Дукованы
  - ✧ АЭС Козлодуй
  - ✧ АЭС Богунице
  - ✧ АЭС Моховце

Краткий обзор по станциям, планирующим продление срока эксплуатации своих блоков.

Опыт эксплуатации систем диагностирования на АЭС с ВВЭР

Павелко В.И., Калинин А.Н., Жидков С.В., Матвеев А.В., Молявкин А.Н., Финкель Б.М.
ЗАО «НТЦ «Диапром»

В докладе изложен опыт эксплуатации стационарных систем диагностирования на АЭС с ВВЭР поставки ЗАО «Научно-технический центр «Диапром»:

- система виброшумовой диагностики;
- система обнаружения свободных, слабозакрепленных предметов;
- система контроля течей теплоносителя;
- система контроля тепловых перемещений;
- система определения остаточного циклического ресурса;
- система диагностирования электроприводной арматуры;
- комплексная система диагностирования.

Внедрение систем на АЭС позволяет:

- поддерживать эксплуатационную безопасность и надежность оборудования за счет раннего выявления непроектных состояний или условий нагружения оборудования;
- обосновывать возможность продления назначенного срока службы энергоблоков за счет контроля темпов выработки ресурса и оценок остаточного ресурса;
- обеспечивать повышение КИУМ за счет поэтапного перехода на техническое обслуживание оборудования по его фактическому со-

стоянию, а также за счет оптимизации объемов неразрушающего контроля и ремонтов.

В докладе рассмотрены проблемные вопросы по организации работ, квалификации и обучению персонала АЭС, методикам диагностирования, а также вопросы модернизации и внедрения систем диагностирования на блоках «старого» поколения в связи с задачами по продлению срока их эксплуатации.

Применение систем диагностирования становится органичным звеном в общей системе организационно-технических мероприятий по поддержанию эксплуатационной безопасности ядерных энергоблоков.

В результате проведенного комплекса работ эксплуатирующая организация российских АЭС располагает готовыми к поставке системами диагностирования в промышленном исполнении. В последние годы началось их интенсивное внедрение на строящихся российских АЭС.

Отраслевая система диагностики

Ян Фрелих
TES s.r.o., Тршебич, Чешская Республика

В настоящем докладе изложена концепция модели отраслевой системы диагностики (ОСД), разработанная экспертной группой компании TES s.r.o., экспертами-диагностами, экспертами в области информационных технологий на основе платформы программного обеспечения Wonderware и международных норм в области атомной энергетики.

Отраслевая система диагностики предназначена для:

- централизованного контроля параметров оборудования;
- создания единого информационного диагностического пространства;
- повышения эффективности диагностирования оборудования атомных электростанций (АЭС);
- оказания технической помощи специалистам АЭС;
- обеспечения и повышения безопасности при эксплуатации АЭС.

Система ОСД является специализированной системой для передачи данных от локальных систем диагностики, переносных контрольно-измерительных приборов АЭС в отраслевой центр диагностики, расположенный в Москве. Система ОСД собирает данные от диагностических и технологических систем АЭС, накапливает, обрабатывает и сохраняет информацию в архивной базе данных, после чего данные доступны для пользователей на рабочих станциях ОСД, которые рас-

положены на электростанции и в отраслевом центре диагностики. Обработка, анализ и выдача заключений о техническом состоянии контролируемого оборудования обеспечивается специалистами отраслевого центра диагностики.

Визуализация диагностических параметров, условий и состояния системы производится в виде схем, графиков и таблиц. На экранах отображается общая или подробная информация обо всех выбранных параметрах механизмов и систем. Сигналы тревог, полученные при обработке on-line параметров, обращают внимание персонала, проводящего диагностику, на неисправность.

ОСД является открытой модульной системой, которая разрешает увеличение количество передачи сигналов от существующих систем диагностики, возможность добавления новых систем диагностики и подключение других АЭС. Калининская АЭС была выбрана пилотной площадкой для внедрения системы ОСД. Далее планируется внедрение проекта на всех атомных станциях Российской Федерации.

Авторское сопровождение ОАО «ЦКБМ» эксплуатации ГЦН на АЭС с ВВЭР-1000 в рамках отраслевой системы диагностики

Герасимов В.С., Соколов Л.А., Туроверов С.П.
ОАО «ЦКБМ», Санкт-Петербург

Центральное Конструкторское бюро машиностроения, ныне ОАО «ЦКБМ», занимается вопросами диагностирования поставляемого оборудования с 1983 г. Тогда эти работы проводились в рамках темы «Кодар» разработки системы шумовой диагностики реакторной установки.

Наработанные материалы, вкупе с новыми возможностями автоматизированных систем управления технологическим процессом, позволили осуществить поставку систем диагностирования ГЦНА на 10 действующих и строящихся энергоблоков.

Система диагностирования включается в спецификацию агрегата и ориентирована на определение текущего состояния ГЦНА по показаниям технологического и вибрационного контроля.

В первоначальных версиях (стендовый доклад на МНТК-2005) система вырабатывала до 50 диагнозов, транслируемых оперативному персоналу. Позднее сообщения системы были дополнены рекомендациями отдельно для оперативного и технического персонала с соответствующими комментариями в Руководстве по эксплуатации. В последних реализациях сообщения оперативному персоналу обобщены до констатации состояния основных узлов.

Поскольку диагнозы в системе формируются по детерминированным правилам и часть из них носит экспертный характер, интерпре-

тация сообщений персоналом станции могла бы быть принципиально эффективнее при наличии возможности участия в ней непосредственно разработчиков системы и конструкторов ГЦНА. Такую возможность предоставляет работа в рамках отраслевой системы диагностирования, когда данные от систем, установленных на энергоблоках, попадают в отраслевой центр и центр мониторинга ОАО «ЦКБМ», организация которого начата в прошедшем году.

Возможность связи с системой диагностирования на энергоблоке превращает её в своеобразный информационный центр, что позволяет по новому организовать всю систему сопровождения жизненного цикла ГЦНА, разделенную в настоящее время между конструктором, изготовителем, проектировщиком, монтажником, наладчиком и эксплуатационником и связанную устаревающей формой авторского надзора в виде присутствия на этих этапах представителя разработчика.

Эта вторая возможность, предоставляемая в рамках отраслевой системы диагностирования, позволяет ОАО «ЦКБМ» предложить авторское сопровождение на всех этапах жизненного цикла вплоть до выполнения ремонтных работ и предоставления гарантий изготовителя на межремонтные интервалы эксплуатации.

Концентрация работ по диагностированию оборудования АЭС, кроме обозначенных преимуществ, позволит сформулировать требования и ввести в практику проектирование систем диагностирования оборудования при его разработке и испытаниях. Такие системы должны служить основой при решение задач определения остаточного ресурса на межремонтном интервале, т.е. задач обслуживания по фактическому техническому состоянию.

Со своей стороны ОАО «ЦКБМ» готово предоставить имеющуюся экспериментальную и научно-техническую базу для выполнения подобных работ как с проектируемым, так и с серийным насосным оборудованием.

Развитие диагностирования РУ АЭС в рамках ОСД ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Дворников П.А., Ковтун С.Н., Лукьянов Д.А., Бударин А.А.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»
Павелко В.И.
ЗАО «НТЦ «Диапром»

В докладе представлены основные разработки ГНЦ РФ-ФЭИ в области разработки систем диагностирования РУ АЭС – системы акустического (САКТ) и влажностного (СКТВ) контроля течи теплоносителя реактора ВВЭР, а также комплексная система диагностирования реакторной установки БН-800 (СДРУ). В рамках предложений «ГНЦ РФ-

ФЭИ» по включению в Отраслевую систему диагностирования (ОСД) ОАО «Концерн Росэнергоатом» рассматриваются возможности:

- создания в рамках ОСД современной сервисной структуры оперативной технической поддержки персонала АЭС по использованию и обслуживанию систем диагностирования;
- организации в рамках ОСД экспертных групп специалистов для удаленного анализа нештатных ситуаций и поддержки эксплуатационного персонала АЭС при их возникновении;
- накопления, обобщения и распространения опыта эксплуатации систем;
- применения ОСД на этапе пусковых работ на АЭС;
- использования ОСД для подготовки кадров и взаимодействия с ВУЗами.

Также в докладе рассмотрены технические возможности подключения и организации взаимодействия с Отраслевым диагностическим центром ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Концептуальные основы интегрированной 3D базы данных для поддержки эксплуатации, ТОиР, управления ресурсом и диагностики оборудования АЭС

Апаркин Ф.М.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Тихоновский В.Л.
ЗАО «Неолант»

Цель проекта: Повышение безопасности, эффективности эксплуатации АЭС путём создания виртуальных производственно-информационных трехмерных моделей блоков АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» и обеспечение информационного взаимодействия АЭС, Генпроекта и Главного конструктора в электронном виде.

Создание интегрированной 3D базы данных для поддержки эксплуатации, ТОиР, управления ресурсом и диагностики оборудования АЭС направлена на решение следующих задач:

- Обеспечение надежного и безопасного функционирования энергоблоков и совершенствование процессов эксплуатации АЭС на основе использования современных информационных технологий.
- Обеспечение оперативной актуализации конфигурации и проектно-конструкторской документации энергоблока АЭС, а также сокращение затрат на поиск и получение документации от Генерального проектировщика за счет оперативного электронного взаимодействия между АЭС с Генеральным проектантом.

- *Совершенствование системы ТОиР АЭС на основе широкого использования информационных технологий для принятия обоснованных и своевременных (в том числе – прогнозных) решений на уровнях концерна (ЦА и АЭС) и подрядных организаций при планировании, подготовке и выполнении ТОиР систем и оборудования.*
- Информационная поддержка подразделений, эксплуатирующих элементы энергоблока, при выполнении работ по обследованию, оценке технического состояния, обоснованию остаточного ресурса в рамках управления ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АЭС на всех стадиях жизненного цикла АЭС и продления срока эксплуатации энергоблоков.
- Сокращение стоимости владения оборудованием в течение жизненного цикла АЭС за счет обеспечения взаимодействия производителя оборудования, проектантных и эксплуатирующих организаций с использованием информационной модели. Повышения уровня знаний эксплуатационного и ремонтного персонала за счет использования цифровой информационной модели оборудования при планировании и проведении ремонтных работ, подготовке эксплуатирующего и ремонтного персонала.
- Повышение надежности и устойчивости работы энергоблоков АЭС. Повышение КИУМ. Создание базы данных надежности для обоснования проведения ремонтов по стандарту РД ЭО 1.1.2.01.0769-2008 «Организация ремонта оборудования атомных станций по техническому состоянию». Определение критериев выбора поставщиков и оптимальных типов оборудования для использования на АЭС на основе показателей надежности оборудования.

Управление ресурсными характеристиками строительных конструкций зданий и сооружений атомных станций как одна из задач управления жизненным циклом АЭС

Потапов В.В., Логинов А.М., Ильин В.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

В настоящее время большинство стран с развитой атомной энергетикой реализует программы продления срока эксплуатации своих АЭС, которые рассматриваются в контексте более широкой задачи управления ресурсными характеристиками (УРХ) элементов энергоблоков АЭС. Цель реализации данных программ - достижение максимальной эффективности при эксплуатации энергоблоков. Положительным итогом УРХ энергоблока является возможность продления срока эксплуатации энергоблока, что позволяет получить дополнительную

прибыль без дополнительных вложений на замещение выводимых из эксплуатации мощностей.

УРХ строительных конструкций зданий и сооружений (СКЗиС) атомных станций как одна из задач управления жизненным циклом (УЖЦ) АЭС направлено на повышение эффективности и обеспечение длительной и безопасной эксплуатации действующих и вновь проектируемых энергоблоков АЭС нового поколения.

Общие этапы работ по УРХ строительных конструкций зданий и сооружений энергоблоков АЭС:

- сбор и анализ технической документации (нормативная документация; проектно-конструкторская документация; исполнительная документация; эксплуатационная документация, в том числе результаты эксплуатационного контроля элементов строительных конструкций, показания датчиков контрольно-измерительной аппаратуры, сведения о ремонтах, модернизациях и т.д., записи инспекторов по надзору);
- разработка программ обследования, рабочих программ контроля;
- проведение технического обследования СКЗиС энергоблоков АЭС для оценки их технического состояния и обоснования остаточного ресурса;
- разработка заключений и решений о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации СКЗиС энергоблоков АЭС;
- разработка программ УРХ;
- ведение базы данных по УРХ элементов энергоблоков АЭС.

Основными целями технического обследования зданий и сооружений являются:

- определение текущего технического состояния строительных конструкций;
- выявление дефектов и повреждений строительных конструкций;
- выявление научно-обоснованных причин возникновения дефектов и повреждений строительных конструкций;
- определение характеристик материалов конструкций, прогнозирование их поведения в будущем;
- определение несущей способности и пригодности к безаварийной эксплуатации, как отдельных конструктивных элементов, так и здания или сооружения в целом;
- разработки проекта восстановления несущей способности СКЗиС, усиления или перестройки строительных конструкций для их дальнейшей безопасной эксплуатации;

Данный подход реализуется ОАО «ВНИИАЭС» при проведении работ по обследованию технического состояния и обоснованию остаточного ресурса круговой консоли мостового крана защитной оболочки, бассейна выдержки отработанного топлива энергоблока

№5 Нововоронежской АЭС и гермооболочки (защитной оболочки) энергоблока № 1 Калининской АЭС.

Создание и внедрение отраслевой системы диагностирования (цели, задачи, планируемые результаты)

Березанин А.А., Тетерин Ю.П.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Жидков С.В., Крылов К.А., Павелко В.И.
ЗАО НТЦ «Диапром»

Отраслевая система диагностирования (ОСД) Концерна «Росэнергоатом» создана с целью централизации потоков диагностической информации с АЭС для обработки их современными методами и подключения к их анализу и интерпретации экспертов предприятий отрасли.

Основные задачи ОСД:

- повышение эффективности установленных на АЭС локальных систем диагностирования (ЛСД);
- создание централизованных систем диагностирования, установленных в ОСД;
- поддержка диагностического персонала АЭС;
- распространение передового опыта диагностирования.

В ОСД реализуются функции:

- удалённое комплексное диагностирование оборудования АЭС в автоматическом и автоматизированном режиме;
- выдача диагнозов персоналу АЭС и центральному аппарату Концерна;
- развитие методов и алгоритмов диагностирования, унификация программного обеспечения (ПО);
- совершенствование ЛСД (с возможностью удалённого обновления ПО ЛСД);
- обучение и рекламирование ЛСД, ОСД.

Технические средства ОСД размещены на площадке АЭС и в отраслевом центре диагностирования (ОЦД) в Москве. ПО ОСД реализует функции реального времени и отсроченного анализа. Среди них:

- извлечение взаимной диагностической информации, распределённой по разным ЛСД;
- обработка архивов ЛСД программными продуктами многомерного статистического анализа.

Развитие ОСД позволит отказаться от «медленных» систем контроля и диагностики (например, систем оценивающих ресурс, систем контроля тепловых перемещений). Их необязательно иметь на каждом блоке АЭС, достаточно оснастить объект контроля только измерительными

каналами, а программно-методические функции реального времени делегировать в ОЦД.

Набранная статистика диагностических событий по одноименным ЛСД разных блоков АЭС повысит доверие к диагнозам, позволит оптимизировать объём контроля на ППР, проверять результативность компенсирующих мероприятий, осуществлять переход на обслуживание оборудования по реальному техническому состоянию.

Опыт эксплуатации систем диагностирования РУ АЭС с ВВЭР

Копьев С.Ю., Павелко В.И., Финкель Б.М.
ЗАО НТЦ «Диапром»

Происходящее в настоящее время повышение требований к эксплуатационной надежности и безопасности АЭС с учетом продления срока службы блоков «старого» поколения, выполнения программ повышения мощности, увеличения межремонтного периода и перехода на ремонт по техническому состоянию требует повышения качества диагностирования стационарных систем диагностирования.

В настоящее время на АЭС с ВВЭР находятся в эксплуатации следующие системы диагностирования разработки и поставки ЗАО НТЦ «Диапром»:

- системы виброшумовой диагностики (СВШД, СВНШД, СКВ);
- система обнаружения свободных и слабозакрепленных предметов (СОСП);
- система контроля течей теплоносителя (СКТ);
- система диагностики остаточного ресурса (СДОР);
- система диагностики электроприводной арматуры (СДЭА);
- система контроля перемещений оборудования и трубопроводов (СКП)4;
- система комплексного диагностирования (СКД).

Результаты эксплуатации систем диагностирования на российских и зарубежных АЭС подтвердили несколько важных выводов о необходимости:

- качественной разработки эксплуатационной, конструкторской и программной документации;
- разработки нормативной и методической документации, включая методики диагностирования, инструкции по действиям персонала при выявлении отклонений от проектного состояния оборудования РУ АЭС с ВВЭР;
- повышения требований к изготовлению, наладке, испытаниям и инженерно-технической поддержке эксплуатации систем диагностирования на АЭС;

- обучения персонала АЭС в связи со сложностью математического и программного обеспечения систем диагностирования РУ;
- привлечения к обработке и анализу данных стационарных систем диагностирования ведущих специалистов отрасли для комплексного анализа диагностической информации путем создания отраслевого центра диагностирования.

В настоящее время находятся в опытно-промышленной эксплуатации: системы СДЭА, СВНШД на блоке №3 КЛНАЭС, СКТ на блоках №3 и №4 НВОАЭС, СВК ГЦН на блоке №5 НВОАЭС.

В промышленную эксплуатацию приняты: СКВ, СОСП на блоке №3 КЛН АЭС, №2 РСТАЭС; СДОР на блоке №1 КЛНАЭС; СВШД, СОСП на блоках №1 и №2 АЭС «Тяньвань» (Китай); СВРШД, СОСП, СДРУ, СКТ на блоке №4 Ровенской АЭС и блоке №2 Хмельницкой АЭС; СКПТ на блоке №2 БАЛАЭС.

Завершены работы по монтажу и наладке систем СКВ, СОСП, РМ СОД на блоке №4 КЛНАЭС, проводятся работы по поставке систем СКВ, СОСП, СКТ, СКД (РМ СОД) в составе СКУД на вновь вводимых блоках: №1 НВОАЭС-2, №1 ЛЕНАЭС, №3 РСТАЭС. Проводятся также работы по разработке документации и поставке системы диагностирования РУ БН-800 в составе АСУТП блока №1 БЕЛАЭС-2.

Важной задачей является оснащение системами диагностирования РУ АЭС с ВВЭР энергоблоков «старого» поколения в связи с продлением сроков их службы и для обеспечения надежной и безопасной работы.

На основании опыта эксплуатации и для решения задачи повышения эффективности и надежности работы стационарных систем диагностирования в настоящее время проводится модернизация систем диагностирования, и ведутся работы по созданию систем диагностирования РУ АЭС с ВВЭР нового поколения.

«Режимная диагностика» на основе преобразования данных системы представления технологических параметров

Сальников А.А., Жуков А.Г., Адаменков А.К.,
Ростовская АЭС

С момента ввода Ростовской АЭС в строй действующих станций, на энергоблоках один и два в обязательном порядке используется система представления технологических параметров (СПТП). Программа предназначена для обеспечения клиентов локальной станционной сети технологической информацией в режиме реального времени. В качестве технологической информации представлены значения аналоговых и дискретных параметров в объеме данных, поступающих от системы верхнеблочного уровня (АСУ; ТП). Программа представляет

собой визуализатор технологических систем в виде мнемосхем, таблиц и трендов текущих значений технологических параметров. Система позволяет контролировать режимы работы технологического энергоблока и анализа процессов, происходящих на этом оборудовании, в объеме текущей информации АСУ АЭС,

«Фрагмент» СПТП – представляет собой мнемосхему технологических систем, с указанием контролируемых параметров оборудования. Каждый параметр имеет следующие градации – текущее значение, верхнюю и нижнюю предупредительные границы, верхнюю и нижнюю аварийные границы. При достижении границ, параметр на схеме меняет свой цвет в последовательности зеленый, желтый, красный. Таким образом, технолог цеха владельца может анализировать и принимать решения, не только на основе алгоритма технологических защит и блокировок, но и на основе общей информации о текущей ситуации.

Опыт анализирования данных СПТП на Ростовской АЭС, показывает, что, учет такой информации позволит, как минимум, снизить вероятность возникновения технологических нарушений режима нормальной эксплуатации (ТНЭ),

В докладе выполнен анализ изменения технологических параметров одного из ТНЭ. связанного с разгрузкой энергоблока по факту отключения одного из турбопитательных насосов (ТПН). Показано, что вмешательство в технологический процесс началось в 14-00, а сигнал на останов ТПН был сформирован в 15-38. Таким образом, можно отметить, что, либо принятых мер было недостаточно для удержания блока на текущем уровне мощности, либо присутствовал недостаток времени для принятия требуемых решений. Показано, что технологические параметры за рассматриваемый период не выходили за установленные границы значений.

В настоящее время на Ростовской АЭС проводится работы, позволяющие, в первую очередь, повысить чувствительность механизма представления технологических параметров. Дополнительная математическая обработка, выполняемая в режиме реального времени, позволяет сигнализировать технологу об аномальных изменениях технологических параметров задолго до превышения ими предупредительных, и, тем более, аварийных границ. В докладе показано, что первоначально, изменения в работе оборудования фиксировались уже в 7-30 утра. Уровень сигнала, указывающий на необходимость принятия соответствующих мер, был достигнут в 12-30. Учитывая то, что в первую очередь, требовалось увеличить интенсивность водоструйной очистки водоочистных вращающихся сеток БНС - при начале данных работ в 12-30, а не в 14-00, процесс возникновения ТНЭ был бы, как минимум, контролируемым (предупреждение системного оператора,

плавное снижение нагрузки и т.п.). Оценка ситуации показывает, что существует большая вероятность того, что при заранее предпринятых действиях, ТНЭ удалось бы избежать.

Таким образом, показано, что режимная диагностика на основе СПТП, позволяет намного увеличить диапазон от фиксирования аномальной работы оборудования до времени принятия решений.

Управление ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АЭС

Потапов В.В., Логинов А.М., Скоморохова Т.М.
ОАО «ВНИИАЭС», г. Москва

В настоящее время специалистами Центра неразрушающего контроля и ресурса ОАО «ВНИИАЭС» выполняются работы по управлению ресурсными характеристиками, в том числе оценке технического состояния и остаточного ресурса элементов энергоблоков АЭС, а именно:

- сбор и анализ технической документации (в том числе эксплуатационной и ремонтной документации);
- разработка программ обследования, рабочих программ контроля металла элементов энергоблоков АЭС, восстановление аксонометрических схем;
- проведение неразрушающего контроля металла элементов энергоблоков АЭС;
- оценка технического состояния и обоснование остаточного ресурса элементов;
- разработка заключений и решений о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации элементов энергоблоков АЭС;
- разработка программ УРХ;
- ведение базы данных по УРХ элементов энергоблоков АЭС.

При проведении работ по управлению ресурсными характеристиками возникают следующие проблемы:

- отсутствие в полном объеме исходных данных (аксонометрических схем трубопроводов, чертежей оборудования, трубопроводов и т.д.) для выполнения расчетного обоснования дальнейшей эксплуатации элементов АЭС;
- не в полном объеме организована обратная связь с ремонтными подразделениями АЭС по отслеживанию элементов ресурсные характеристики, которых поддерживаются посредством технического обслуживания и ремонта;
- не обобщается опыт проведения работ по УРХ, ПСС в рамках ПСЭ элементов энергоблоков АЭС и как следствие не оптимизируются объемы обследования элементов;

- не в полном объеме осуществляется централизованный сбор и хранение информации по ПСС элементов, для дальнейшей технической поддержки обследования элементов в период дополнительного срока эксплуатации.

Для перспективного планирования работ по управлению ресурсными характеристиками необходимо разработать «Комплексную систему по управлению ресурсными характеристиками элементов систем энергоблоков АЭС», которая позволит:

- хранить и архивировать данные (содержащие информацию о базовых данных элемента, эксплуатационные данные, эксплуатационную историю, а также важную информацию, собранную по результатам выполнения работ по УРХ), проектно-сметной документации;
- отслеживать текущее фактическое состояние, например трассировок трубопроводов, количество сварных соединений путём внесения изменений по результатам работ выполненных в ППР;
- прогнозировать изменения характеристик металла в процессе длительной эксплуатации на основании статистической обработки данных по результатам эксплуатационного (разрушающего и неразрушающего) контроля;
- формировать корректирующие мероприятия на основании типовых процедур, алгоритмов. Сравнение затрат на вывод элементов из эксплуатации и их замену с затратами на продление их срока службы, включая затраты на проведение дополнительных работ по обследованию, оценке технического состояния и обоснованию остаточного ресурса;
- разработать процедуру анализа, обобщения и оптимизации объёмов работ по УРХ элементов АЭС.

Повышение эксплуатационной надежности оборудования АЭС

Аркадов Г.В., Потапов В.В., Овчаров О.В., Янченко Ю.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

Субботовский В.И.
ОАО «Атомтехэнерго»

В последние годы, в связи с действием ряда программ ОАО «Концерн Росэнергоатом» по повышению экономических показателей АЭС (продление срока службы АЭС, повышение мощности АЭС, переход на 18-ти месячный топливный цикл, увеличения межремонтного периода) приобретает актуальность вопрос о повышении эксплуатационной надежности оборудования АЭС.

Эксплуатационная надежность и безопасность оборудования реакторных установок и технологических систем АЭС обеспечивается

технологическими регламентами безопасной эксплуатации и системой технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

До настоящего времени техническое обслуживание и ремонт оборудования АЭС выполнялся строго по регламенту. Предполагалось, что при достижении АЭС назначенного срока службы эксплуатация энергоблока прекращалась независимо от технического состояния оборудования.

Учитывая сегодняшние реалии, когда срок службы энергоблоков АЭС продлевается на 15 – 30 лет сверх назначенного срока, энергоблоки переходят на работу на повышенной мощности, увеличивается межремонтный период при переходе на 18-ти месячный топливный цикл, необходимо решать вопросы по управлению ресурсными характеристиками элементов АЭС, включающие такие мероприятия как оценку технического состояния и обоснование остаточного ресурса элементов.

Одним из основных инструментов, позволяющих достоверно оценивать техническое состояние оборудования, трубопроводов, строительных конструкций зданий и сооружений АЭС, является техническое диагностирование.

На АЭС внедрено и используется большое количество и номенклатура переносных средств и стационарных систем контроля и диагностирования, решающих конкретные задачи. Одним из недостатков этих технических средств является невозможность организации доступа к диагностической информации всем заинтересованным организациям: ЦА ОАО «Концерн Росэнергоатом», предприятиям-разработчикам контролируемого оборудования, главным конструкторам РУ, ОАО «Атомтехэнерго» и др.

Эту задачу призвана решить Отраслевая система диагностирования (ОСД), в настоящее время внедряемая в ОАО «Концерн Росэнергоатом» с привлечением ОАО «ВНИИАЭС». Головной образец ОСД обеспечивает сбор, хранение и передачу в Кризисный центр ОАО «Концерн Росэнергоатом» диагностической информации от локальных систем диагностирования и АСУ ТП, смонтированных на энергоблоках 1 – 3 Калининской АЭС. Планируется расширение ОСД путем подключения к ней систем диагностирования, смонтированных на энергоблоке 4 Калининской АЭС и на энергоблоках Смоленской АЭС.

Составной частью ОСД должен быть отраслевой центр диагностики, который предназначен для объединения усилий и координации действий ЦА ОАО «Концерн Росэнергоатом», отделов технической диагностики на АЭС, экспертов отраслевых центров диагностики при организациях отрасли для обеспечения оперативного обмена диагностической информацией, анализа, выдачи заключения о техническом состоянии контролируемого оборудования и, в случае обнаружения непроектного состояния, разработки компенсирующих мероприятий.

Диагностирование трубопроводной арматуры с электроприводом в целях управления ее ресурсом и ремонтом по техническому состоянию с использованием возможностей отраслевой системы диагностики

Сердюк А. В.
ОАО «Атомтехэнерго», Смоленский филиал «Смоленскатомтехэнерго» г. Десногорск

ОАО «Атомтехэнерго» готово принять участие в эксплуатации ОСД ОАО «Концерн Росэнергоатом» в части контроля вибрационного состояния вращающихся механизмов и диагностирования ЭПА.

Филиал СмАТЭ принимает участие в эксплуатации отраслевой системы диагностирования ОАО «Концерн Росэнергоатом» в части диагностирования ЭПА и выполняет следующие работы:

- подключается к коммуникационным сетям САЭС и ОСД «Концерн Росэнергоатом»;
- дорабатывает и внедряет ПО «Автоматизированная система технического диагностирования трубопроводной промышленной арматуры» РМ 2007 (разработки СмАТЭ) в СмАТЭ (пилотный вариант);
- выполняет работы по прямым договорам непосредственно на АЭС:
  - испытания и настройка моментных выключателей электроприводов;
  - калибровка электроприводов с получением зависимостей активной мощности электропривода и крутящего момента;
  - диагностирование арматуры в части выполнения функции «открытие-закрытие».

Результаты синхронно заносятся базы данных — самой АЭС (при наличии), БД СмАТЭ и БД ОСД на центральном сервере.

По согласованию с ОАО «Концерн Росэнергоатом» СмАТЭ организует работы по сбору данных (записи параметров и результаты диагностирования) от АЭС, на которых применяется диагностическое оборудование производства СмАТЭ (Смоленская, Курская, Билибинская, Кольская АЭС) и выполняют работы филиалы ОАО «Атомтехэнерго» (Балаковская АЭС) и выполняет дистанционный анализ результатов измерений, произведенных сторонними организациями и предоставленных в ОСД.

СмАТЭ совместно со Смоленским УТЦ имеет возможность обучения персонала диагностических подразделений АС по теме «Диагностирование электроприводной арматуры АС».

После успешного завершения этапа ОПЭ ОСД в СмАТЭ филиал СмАТЭ готов участвовать в подключении других АЭС (например,

Курская АЭС) и подразделений АТЭ (БалАТЭ) к ОСД БалАТЭ и выполнять долгосрочные работы по инженерно-техническому сопровождению эксплуатации арматуры.

Повышение эффективности инженерно-технической поддержки эксплуатации АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом». Организация научно-технической поддержки АЭС в рамках развития ОСД

Давиденко Н.Н., Тетерин Ю.П., Березанин А.А., Крылов М.В.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Перед ОАО «Концерном Росэнергоатом» стоят задачи повышения эксплуатационной надежности и безопасности АЭС с учетом продления срока службы ряда блоков, выполнения программ повышения мощности, увеличения межремонтного периода и перехода на ремонт «по техническому состоянию». Поставленные задачи требуют повышения эффективности инженерно-технической поддержки эксплуатации АЭС за счет привлечения к обработке и анализу данных ведущих специалистов организаций-разработчиков диагностических систем и алгоритмов, обеспечения интегрального анализа технического состояния оборудования по данным локальных систем мониторинга и диагностирования. С этой целью ОАО «Концерн Росэнергоатом» создает Отраслевую систему диагностики, которая позволит обеспечить оперативный обмен информацией и анализ диагностических параметров наиболее квалифицированным персоналом отрасли. В частности начато формирование отраслевых центров диагностики по следующим направлениям:

- Системы контроля и диагностирования РУ ВВЭР, базовая организация - ЗАО «НТЦ «Диапром»;
- Диагностирование ГЦН, базовая организация – ОАО «ЦКБМ»;
- Диагностирование электроприводной арматуры, базовая организация – СмАТЭ;
- Анализ показаний систем АСОТТ, базовая организация – ИЦД НИКИЭТ.

Также планируется создание отраслевого центра по диагностике роторного оборудования, включая ТА на базе АТЭ.

Общее координирование работ выполняет ОАО «Концерн Росэнергоатом» с привлечением ОАО «ВНИИАЭС».

К отраслевой системе диагностики в качестве головной подключена КЛНАЭС. Готовится подключение СмАЭС. В дальнейшем планируется подключение всех АЭС концерна.

Не менее актуальной задачей является инженерно-техническое обеспечение работ по продлению срока службы оборудования блока.

Первоочередной задачей концерна является обновление нормативных и руководящих документов по этому направлению, в т.ч. методик оценки технического состояния и остаточного ресурса.

Важной задачей также является создание базы данных по управлению ресурсными характеристиками и базы данных по надежности оборудования, доступной для сотрудников АЭС и заинтересованных организация. Наличие таких баз данных позволит сократить эксплуатационные затраты, включая затраты на ремонт, а также позволит принимать оптимальные решения при планировании работ по модернизации и замене оборудования.

Опыт модернизации и продления срока эксплуатации головного блока ВВЭР-1000

Третьяков С.В.
Нововоронежская АЭС

Энергоблок №5 — головной блок серии ВВЭР-1000 типа В-187.

Основные принципы его проектирования, строительства и эксплуатации принимались в дальнейшем за основу при сооружении блоков ВВЭР-1000 с реактором типа В-302, В-320, на АЭС России, Украины, Чехии, Болгарии.

Введён в эксплуатацию 26 сентября 1980 года.

Окончание назначенного срока службы – 26 сентября 2010 года.

Работы по подготовке к ПСЭ энергоблока №5 НВО АЭС были начаты в 2003 году — за 7 лет до завершения назначенного срока службы (2010 год).

Хронология работ первого этапа:

2004г. – выполнена оценка безопасности, получены предварительные результаты комплексного обследования;

2004 г. – утвержден «Сводный план основных мероприятий по подготовке к ПСЭ энергоблока №5 НВАЭС»;

2005 г. – утвержден Отчет по комплексному обследованию.

2005 г. – начато формирование Инвестиционного проекта ПСЭ в соответствии с требованиями Приказа Росатома №55 от 09.03.2005. Плановый срок утверждения инвестиционного проекта – декабрь 2006 г.

Сентябрь 2007г. – инвестиционный проект ПСЭ утвержден ГК Росатом.

На втором этапе подготовки энергоблока №5 к ДСЭ разработана «Программа подготовки энергоблока №5 Нововоронежской АЭС к дополнительному сроку эксплуатации» №НВАЭС 5ПРГ-48к(1,34)2008 от 15.08.2008г., которой было предусмотрено выполнение 60 мероприятий

направленных на обеспечение безопасной эксплуатации энергоблока №5 НВОАЭС в период дополнительного срока эксплуатации.

В рамках реализации «Программы...» выполнено:

- Модернизация и замена выработавшего ресурс оборудования энергоблока;
- Обоснование остаточного ресурса незаменяемого оборудования энергоблока;
- Углубленная оценка безопасности.

В результате проведенной модернизации частота повреждения активной зоны снижена с величины $6{,}9 \times 10^{-4}$ (1/реактор год), до $2{,}9 \times 10^{-5}$ (1/реактор год).

Получена лицензия Ростехнадзора РФ на дополнительный срок эксплуатации до 26 сентября 2036 года.

Диагностическое сопровождение ТОиР

Малахов И.В., Адаменков А.К.
Ростовская АЭС

В докладе показано, что стратегия весовая доля ремонта по техническому состоянию составляет 60-65% от всего объема ремонтных работ. При этом, снижение оптимального соотношения между стоимостью ремонта и объема ТОиР возможно только при снижении затрат на планово-предупредительные ремонты (ППР).

Существующие механизмы снижения затрат на ППР это – повышение качества выполнения ремонтных работ, снижение из себестоимости за счет использования новейших технологий, диагностическое обеспечение процесса ТОиР (уменьшение категории ремонта, ремонт по техническому состоянию (РТС)).

В общем случае, диагностическое сопровождение процесса ТОиР базируется на трех основных положениях – РТС, обеспечение гарантии качества выполнения ремонтных работ «GRADED QUALITY ASSURENCE (GQA)», риск-ориентированный подход. В докладе раскрыта схема ТОиР с диагностическим обеспечением.

На примере ТОиР арматуры приведена структура РТС с использованием диагностического обеспечения, которое является, наряду с учетом опыта эксплуатации, риск-ориентированного подхода, составной частью стратегии ремонта по фактическому состоянию. Другая сторона структуры – нормативно-методическое обеспечение и составление базы данных диагностических (паспортов) оборудования.

Полностью раскрыто нормативно-методическое обеспечение РТС, состоящее структурированное по различным уровням – законодательного, регламентирующего, нормативного и методического (уровень атомной станции).

В докладе отражены аспекты организационного обеспечения диагностического сопровождения ТОиР арматуры. Приведены практические примеры диагностического обследования арматуры. Реализуемый на Ростовской АЭС алгоритм процедуры изменения категории ремонта, позволяет управлять ремонтом (ресурсом) арматуры как на стадии предремонтного диагностирования, так и во время выполнения оценки качества ремонтных процедур.

Механизм увеличения межремонтного периода арматуры предусматривает составление перечней арматуры, выполнение диагностического обследования, выборочную разборку арматуры и оформление решения об изменении межремонтного периода. Обозначены обязательные условия разработки, утверждения и реализации данного решения.

Показано, что РТС для роторных механизмов реализуется по вышеуказанным принципам.

Риск-ориентированный подход, как один из принципов снижения издержек ТОиР, определяет возможность, с минимальными рисками, ремонта оборудования в период между ППР при этом необходим ввод обязательный режим подконтрольной эксплуатации, подразумевающий прогноз технического состояния оборудования, работающего без резерва, так и постоянный мониторинг.

В докладе показаны технические средства, позволяющие добиваться обеспечения гарантии качества выполнения ремонтных работ как для роторных механизмов, так и для арматуры.

Исследование технического состояния, определение и обоснование остаточного ресурса турбин К-210-130 энергоблока №3 Белоярской АЭС

Гречишников П.Г., Синицын Е.Н., Трубачев В.М.
ОАО «ВНИИАМ»

Выполнено обследование технического состояния двух турбин К-210-130 энергоблока №3 Белоярской АЭС. Обследование включало анализ проектно-конструкторской документации завода-изготовителя, режимов эксплуатации, данных о повреждениях и ремонтах (восстановлении) отдельных узлов и деталей турбин в течение всего срока службы (около 200000 ч).

Проведены прочностные расчеты и определен расчетный остаточный ресурс основных (ответственных, наиболее нагруженных) элементов турбины высокого и среднего давления: роторов (РВД и РСД), корпусов цилиндров (ЦВД и ЦСД), стопорных (СК ЦВД и СК ЦСД) и регулирующих (РК ЦВД и РК ЦСД) клапанов.

На основании результатов обследования и расчетов срок службы турбин продлен до наработки 300000 ч (до 2025 г включительно).

Даны рекомендации по режимам работы, срокам и объемам ремонтов турбин в период эксплуатации до 2025 г.

Мониторинг состояния парогенераторов АЭС с ВВЭР

Потапов В.В., Немытов Д.С., Клещук С.М., Чичигин Б.А.
ОАО «ВНИИАЭС»
Березанин А.А.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Парогенератор (ПГ) является одним из основных, важных для безопасности видов оборудования энергоблоков АЭС с ВВЭР. Сложное конструктивное исполнение ПГ и многообразие механизмов деградации металла его элементов делают ПГ критическим звеном реакторной установки, во многом определяющим безопасность эксплуатации энергоблока. Как показала практика, в процессе эксплуатации ПГ с той или иной интенсивностью происходит образование и развитие повреждений его узлов и элементов, обусловленное как воздействием механических факторов, так и действием среды.

Техническое состояние ПГ может отличаться в значительной степени, в том числе в пределах одного энергоблока, Для некоторых ПГ техническое состояние близко к предельному. Наступление предельного состояния ПГ не означает окончания эксплуатации энергоблока, поскольку существует возможность его замены. Однако замена ПГ сопряжена со значительными экономическими затратами и дозовыми нагрузками, что приводит к снижению экономической эффективности действующих АЭС.

Для своевременной разработки мероприятий по повышению надежности эксплуатации ПГ, смягчения режимов эксплуатации с целью обеспечения безопасной работы энергоблока необходима организация мониторинга состояния парогенератора, заключающегося в наблюдении за параметрами эксплуатации и техническим состоянием его элементов на протяжении проектного и дополнительного срока эксплуатации.

Конечной целью мониторинга состояния ПГ АЭС с ВВЭР является разработка перечня и состава мероприятий, направленных на повышение надежности эксплуатации ПГ. В данном докладе представлен порядок выполнения, состав и результаты работ по мониторингу состояния ПГ АЭС с ВВЭР.

Научно-техническое сопровождение работ по управлению ресурсом оборудования АЭС, рекомендации по развитию и совершенствованию работ в ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Потапов В.В., Логинов А.М., Немытов Д.С., Ильин В.А., Скоморохова Т.М.
ОАО «ВНИИАЭС»

ОАО «ВНИИАЭС» имеет успешный опыт работ по оценке технического состояния и продлению срока службы оборудования, трубопроводов, строительных конструкций зданий и сооружений АЭС с различными реакторными установками типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000, ЭГП-6:

- 3,4,5 энергоблоки НВОАЭС;
- 1,2 энергоблоки КОЛАЭС;
- 1–4 энергоблоки БИЛАЭС;
- 1,2 энергоблоки ЛЕНАЭС;
- 1 энергоблок СМОАЭС и др.

Основными задачами по продлению срока службы (ПСС) АЭС являются:

- оценка технического состояния тепломеханического оборудования (за исключением реакторной установки (РУ)), трубопроводов, строительных конструкций зданий и сооружений на различных этапах жизненного цикла АЭС;
- обоснование продления проектного срока эксплуатации энергоблоков;
- разработка нормативно-технической документации;
- ведение баз данных по техническому состоянию, условиям эксплуатации и управлению ресурсными характеристиками (УРХ) элементов энергоблоков АЭС;
- проведение специализированных измерений с применением средств контроля и диагностики.

ОАО «ВНИИАЭС» инициирует создание «Комплексной системы по управлению ресурсными характеристиками элементов систем энергоблоков АЭС», которая позволит:

- хранить и архивировать данные, содержащие информацию о базовых данных элемента, эксплуатационные данные, эксплуатационную историю, а также важную информацию, собранную по результатам выполнения работ по УРХ, проектно-сметной документации;
- отслеживать текущее фактическое состояние, например трассировок трубопроводов, количество сварных соединений путём внесения изменений по результатам работ выполненных в ППР;
- прогнозировать изменения характеристик металла в процессе длительной эксплуатации на основании статистической обработки

данных по результатам эксплуатационного (разрушающего и неразрушающего) контроля;
- формировать корректирующие мероприятия на основании типовых процедур, алгоритмов. Сравнение затрат на вывод элементов из эксплуатации и их замену с затратами на продление их срока службы, включая затраты на проведение дополнительных работ по обследованию, оценке технического состояния и обоснованию остаточного ресурса;
- разработать процедуру анализа, обобщения и оптимизации объёмов работ по УРХ элементов АЭС.

Эффект от модернизации оборудования на АЭС

Авдеев О.А., Козляков В.В., Шамароков А.С.
ОАО «ВНИИАМ»

Замена трубных пучков, содержащих медь, в подогревателях низкого давления (ПНД) и конденсаторах турбин, а также замена трубных пучков из углеродистой стали в подогревателях высокого давления (ПВД) на трубные пучки коллекторно-ширмовой схемы (ПВД-Ш) обеспечивает:
- увеличение выработки электроэнергии за счёт уменьшения недогревов питательной воды до температуры насыщения греющего пара и уменьшения величины недоохлаждения конденсата греющего пара до температуры питательной воды на входе в ПВД-Ш;
- уменьшение расхода электроэнергии на собственные нужды за счёт уменьшения гидравлического сопротивления тракта питательной воды в ПВД-Ш;
- исключение капитальных ремонтов трубных пучков ПВД-Ш (запаса поверхности должно хватать на весь срок эксплуатации аппарата);
- сокращение времени на текущие ремонты по глушению отдельных текущих труб в ПНД-Ш и ПВД-Ш;
- увеличение выработки электроэнергии за счёт повышения надёжности аппаратов и сокращения времени нахождения в ремонте или отключёнными (ПВД) до ППР;
- увеличение срока службы трубных пучков парогенератора (ПГ);
- сокращение времени простоев ПГ из-за ремонта трубных пучков;
- уменьшение потерь тепла за счёт сокращения величины продувки ПГ (величина продувки уменьшается, т. к. в ПГ поступает меньше продуктов коррозии);
- увеличение величины выработки электроэнергии за счёт обеспечения улучшенного вакуума в конденсаторе турбины;
- уменьшение расходов, связанных с уменьшением присоса циркуляционной воды в конденсаторе турбины в конденсатный тракт.

Подсекция 1.2

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ И КОНТРОЛЬ МЕТАЛЛА, ДИАГНОСТИКА, РЕСУРС, МОДЕРНИЗАЦИЯ И ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ АЭС

Направление

МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ И КОНТРОЛЬ МЕТАЛЛА

Проблемы эрозионно-коррозионного износа трубопроводов АЭС

Аркадов Г.В., Бараненко В.И., Потапов В.В., Просвирнов А.А., Нафталь М.М.
ОАО «ВНИИАЭС»
Гулина О.М.
ИАТЭ, г. Обнинск

Эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ) — наиболее распространенный механизм повреждения металла оборудования и трубопроводов, изготовленных из углеродистых сталей. Одной из актуальных проблем, связанных с ЭКИ — влияние отложений продуктов коррозии (ПК) на результаты эксплуатационного контроля при проведении ультразвуковой толщинометрии (УЗТ). В настоящее время имеется обширная информация о том, что на всех АЭС при проведении УЗТ фиксируется совместная толщина отложений продуктов коррозии и неповрежденного металла. Проведены специальные исследования, подтверждающие этот факт. При проведении контроля толщин стенок трубопроводов АЭС в одних и тех же точках соответствующих элементов при более поздних замерах фиксировались значения толщин большие, чем в ранних замерах. Полученные таким образом данные контроля использовались и до сих пор используются для определения ресурсных характеристик трубопроводов. Это не способствует обеспечению безопасной эксплуатации трубопроводов.

Важной проблемой является разработка методики по расчету скорости ЭКИ на основе данных эксплуатационного контроля. На основе анализа зарубежных источников и данных эксплуатационного контроля толщин стенок трубопроводов отечественных АЭС в разные периоды эксплуатации разработаны основы методики расчета скорости ЭКИ и длительности эксплуатации трубопроводов на основе данных эксплуатационного контроля с учетом влияния ПК.

На текущий момент в отрасли отсутствуют утвержденные к применению нормативные документы, позволяющие рассчитывать скорость утонения и длительность эксплуатации трубопроводов, подверженных ЭКИ, на основе данных эксплуатационного контроля, что сдерживает использование уже разработанных нормативных документов по расчету минимально допустимых толщин стенок, методикам проведения эксплуатационного контроля и других нормативных документов.

При замерах при проведении УЗТ фиксируется совместная толщина отложений продуктов коррозии и неповрежденного металла, поэтому расчеты на основе данных эксплуатационного контроля могут иметь значительную погрешность. В качестве альтернативы необходимо располагать компьютерными кодами (КК), позволяющими рассчитывать скорость ЭКИ и утонения стенок. Такие КК были разработаны для зарубежных АЭС в 80–90 гг. прошлого века и в настоящее время используются практически на всех зарубежных АЭС.

В РФ для расчета ЭКИ в 2003–2009 гг. разработаны программные средства (ЭКИ-02, ЭКИ-03, РАМЭК-1), которые являются аналогами зарубежных компьютерных кодов, и аттестованы в надзорных органах.

Для вновь вводимых блоков значения калибровочных коэффициентов, используемых в расчетах с использованием программных средств, могут иметь несколько иные значения, чем для ранее введенных в эксплуатацию блоков. Это объясняется различными водно-химическими режимами на этих блоках, особенно в первые годы их эксплуатации. На результат расчета могут влиять и другие факторы, которые необходимо учитывать при адаптации разработанных ПС для вновь строящихся блоков.

В докладе обсуждаются различные проблемы, связанные с разработкой нормативной документации, использованием ПС на АЭС при пуске блоков на более длительные сроки эксплуатации, чем ранее вводимые и другие.

Экспериментальное обоснование эффективности восстановительного отжига металла сварных швов КР ВВЭР-1000 для продления срока службы до 60 лет

Штромбах Я.И., Гурович Б.А., Кулешова Е.А., Ерак Д.Ю., Федотова С.В., Журко Д.А., Забусов О.О.
НИЦ «Курчатовский институт»

При решении задачи продления срока службы корпусов реакторов (КР) до 60 и более лет с высоким содержанием никеля, близких к исчерпанию радиационного ресурса, единственным способом является проведение восстановительного отжига критичных сварных швов.

Особенности радиационного охрупчивания сталей КР ВВЭР-1000 привели к необходимости пересмотра режима их восстановительного отжига по сравнению с разработанным ранее режимом для КР ВВЭР-440. В процессе восстановительного отжига сталей КР ВВЭР-1000 необходимо обеспечить не только исчезновение радиационно-индуцированных изменений наноструктуры, но значительное растворение зернограничных сегрегаций фосфора. Предварительно проведенный комплекс работ показал, что наибольшая эффективность возврата структурного состояния и свойств материалов достигается при отжиге по режиму 565 °С/100 ч.

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 анализе результатов ускоренного облучения должно быть учтено возможное влияние, так называемого, «эффекта флакса».

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

При этом:

- показано отсутствие влияния флюенса быстрых нейтронов при первичном облучении в исследованном диапазоне на степень возврата структурного состояния материалов после отжига по базовому режиму 565 °С/100 ч, при этом происходит практически полное исчезновение радиационно-индуцированных элементов структуры, приводящее к полному возврату их предела текучести;
- для определения влияния возможных технологических допусков по температурам при проведении отжига КР исследовано влияние пограничных для базового режимов отжига при температурах 550 °С и 580 °С и показано, что также наблюдается существенное восстановление структуры и свойств;
- 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.

Таким образом, при отработке технологии восстановительного отжига КР ВВЭР-1000 по режиму 565±15 °С/100ч была экспериментально подтверждена возможность практически полного восстановления

свойств материалов корпусов реакторов ВВЭР в результате восстановительных отжигов после облучения в диапазоне флюенсов нейтронов, соответствующих не только проектному, но и продленному до 60 лет сроку эксплуатации. Это показывает возможность использования восстановительных отжигов для обеспечения эксплуатации корпусов реакторов до 60 лет и более.

Модернизация программ образцов-свидетелей ВВЭР-1000

Ерак Д.Ю., Кочкин В.Н., Журко Д.А.
НИЦ «Курчатовский институт»

Оценка степени изменения свойств материала корпуса реактора при эксплуатации, в соответствии с общепринятой мировой практикой, выполняется при испытании образцов-свидетелей.

Основная цель программы образцов-свидетелей состоит в обеспечении обоснования безопасной эксплуатации корпуса реактора до конца проектного срока службы и возможности его продления.

В настоящее время в странах эксплуатирующих реакторы ВВЭР-1000 разрабатываются и внедряются в практику подходы к обоснованию остаточного ресурса корпусов реакторов, основанные на использовании результатов исследования образцов-свидетелей каждого конкретного корпуса. В этом случае, необходимо обеспечить опережающее облучение образцов по отношению к стенке корпуса, а также возможность формирования однородных по облучению испытательных групп образцов одного типа.

Штатная программа образцов-свидетелей корпусов реакторов ВВЭР-1000 состоит из шести облучаемых комплектов. Контейнерные сборки только первых трех комплектов имеют двухэтажные контейнерные сборки.

При формировании новых контейнеров и контейнерных сборок необходимо точно определить место расположения каждого образца или его части в новых контейнерах.

Местоположение образцов в модернизированных сборках определяется на основе:

- значения флюенсов быстрых нейтронов, ранее накопленных на каждом образце,
- условий облучения образцов в модернизированных контейнерных сборках,
- коэффициентов опережения в каждой позиции образца в пригодных местах установки модернизированных контейнерных сборок и установленных сроках выгрузки данного комплекта

При формировании новых контейнеров необходимо оптимизировать объем облучаемого материала, для чего, в частности, целесообраз-

но облучать «вставки» для реконструкции образцов из облученного металла шва, а не целые образцы.

Заранее спланированная позиция каждого образца и ориентация контейнерной сборки к центру активной зоны обеспечивает:

- накопление необходимого значения флюенса нейтронов на момент выгрузки;
- формирование групп равномерно облученных образцов для проведения механических испытаний на момент выгрузки.

Перевод российских реакторов на новый тип топлива с увеличенной высотой топливного столба может существенно сказаться на условиях облучения ОС штатных программ КР ВВЭР-1000. Штатные комплекты ОС не имеют адекватного сопровождения нейтронно-активационными детекторами, что при переходе на ТВС с увеличенной высотой топливного столба может привести к невозможности определения флюенса нейтронов на образцах за весь период облучения в т.ч. за переходные кампании. Для решения этой проблемы, а также для получения экспериментальных данных пригодных для валидации расчетов нейтронных полей в контейнерных сборках с ОС, при модернизации программы ОС необходимо дополнительно устанавливать специальные метрологические комплекты, снабженные расширенными наборами нейтронно-активационных детекторов.

В докладе рассмотрены некоторые особенности реализации программ ОС для корпусов реакторов находящихся в эксплуатации.

Решение проблемы межкристалитного коррозионного растрескивания под напряжением (МКРПН) на Ленинградской АЭС

Перегуда В.И., Кудрявцев К.Г., Ложников И.Н., Захаржевский Ю.О., Петров А.А., Быков В.П., Шнель О.О., Толстихин А.М.
Ленинградская АЭС

Проблема растрескивания сварных соединений из аустенитных сталей известна с 50-х годов 20-го века. При эксплуатации АЭС массовые повреждения сварных соединений в США и Японии появились в 70-х годах, а в России 90-х годах 20-го века. Большая часть выявленных повреждений происходила по механизму межкристаллитного растрескивания под напряжением (МКРПН).

Причиной межкристаллитного коррозионного растрескивания сварных соединений аустенитных трубопроводов является - одновременное воздействие факторов:

- Растягивающие остаточные напряжения, действующие на внутренней поверхности сварного соединения.

- Сенсибилизация материала - выпадение карбидов хрома по границам зерен т.е. обеднение зерен аустенита хромом.
- Воздействие коррозионной среды.

Исключение одного из этих факторов уменьшает скорость или предотвращает дальнейший процесс растрескивания по механизму МКРПН.

Для борьбы по снижению склонности СС к МКРПН были разработаны компенсирующие мероприятия.

На Ленинградской АЭС успешно применяются компенсирующие мероприятия:

- Автоматическая аргонодуговая сварка (ААДС) в U-образную разделку 9°.

  Объем наплавленного металла 70 см^3 (в 3 раза меньше чем, в разделку 35°), что обеспечивает минимальные тепловложения, при этом снижается степень сенсибилизации околошовной зоны СС в 2–3 раза. Подготовка кромок под сварку выполняется только механизированным способом.
- Технология обжатия сварных соединений по методу MSIP;

  Механическое перераспределение (снятие) остаточных сварочных напряжений на внутренней поверхности СС.
- Высокотемпературная термическая обработка (ВТТО);

  Обеспечивает полное растворение карбидов хрома и частичное соединение углерода с титаном, снятие остаточных сварочных напряжений и гомогенизацию твердого раствора аустенита.

С 2003года применены компенсирующие мероприятия — ААДС, MSIP, ВТТО к 4602 СС , что составляет 70% от общего количества сварных соединений аустенитных трубопроводов Ду300 Ленинградской АЭС.

Совершенствование методов и средств неразрушающего контроля. На Ленинградской АЭС освоена техника и технология ультразвукового контроля СС Ду300 на основе технологии фазированных решеток, что обеспечивает повышение достоверности контроля, выявляемости дефектов, повышение производительности контроля, снижение дозозатрат персонала.

Мероприятия, реализованные на Ленинградской АЭС, показали высокую эффективность для решения проблемы МКРПН сварных соединений трубопроводов Ду 300 из сталей аустенитного класса.

Методология обеспечения целостности оборудования и трубопроводов АЭС, подверженных эрозионно-коррозионному износу

Томаров Г.В., Шипков А.А.
ЗАО «Геотерм-ЭМ»
Потапов В.В., Овчаров О.В.
ОАО «ВНИИАЭС»

Безопасность и эффективность эксплуатации энергоблоков АЭС в значительной степени определяется надежностью работы оборудования и трубопроводов. Наиболее распространенным механизмом утонения и образования сквозных разрушений металла является эрозия-коррозия.

Для предупреждения внезапных разрушений и повышения эксплуатационной эрозионно-коррозионной стойкости элементов трубопроводов и оборудования энергоблоков АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» реализует комплексную программу № АЭС ПРГ-550К07.

В рамках реализации этой программы достигнуты следующие важные практические результаты:

- оптимизирован эксплуатационный контроль в части снижения объема и корректировки периодичности диагностических мероприятий;
- сформирован перечень и создана база данных по элементам групп риска интенсивного утонения трубопроводов конденсатно-питательного и влажнопарового трактов;
- выполнены работы по первоочередным мероприятиям химконтроля и толщинометрии для уточнения перечня элементов группы риска;
- аттестован Ростехнадзором (регистрационный номер паспорта ПС 264) и успешно применяется расчетный код РАМЭК прогнозирования скорости эрозии-коррозии и определения локальных мест ее наибольшей величины;
- созданы информационно-аналитические массивы баз данных по более чем 80.000 элементов трубопроводов и оборудования второго контура отечественных блоков АЭС;
- разработаны и внедрены программные комплексы поддержки персонала (ПКПП) АЭС по организации контроля состояния основного металла и организации ремонтно-предупредительных работ элементов трубопроводов и оборудования.

В настоящее время подготовлена и утверждена актуализированная комплексная программа, предполагающая расширение номенклатуры элементов и распространение разработанных инструментов на меро-

приятия предэксплуатационного контроля, разработки и внедрения методики определения поступления и отложения железосодержащих продуктов эрозии-коррозии в парогенераторы энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000.

Безобразцовая априорная оценка сравнительной достоверности методик ультразвукового контроля

Щербинский В.Г.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

Достоверность полученных результатов ультразвукового контроля определяется достоверностью самой выбранной методики (технологии) контроля и человеческим фактором, т.е. надежностью «системы дефектоскоп-оператор».

Достоверность самой методики (технологии) контроля зависит от правильно заложенных в неё основных параметров: типа акустической системы, угла ввода ПЭП, частоты и уровня настройки является POD-кривая. В статье изложена формализованная модель оценки достоверности методики (технологии) контроля синтезированная с учетом: статистики (плотности вероятности) распределения несплошностей по линейным размерам или эквивалентной площади функцией выявляемости (POD-кривой) и функции точности измерения.

Предложена модель априорной оценки достоверности с получением количественных оценок ошибок 1-го и 2-го родов без экспериментов только по базе данных опубликованных в литературе.

Перспективы использования керамических флюсов взамен плавленых при изготовлении оборудования для атомного энергетического машиностроения

Волобуев Ю.С., Старченко Е.Г.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

Проектирование оборудования более высоких параметров требует от материаловедческих организаций повышения механических характеристик как основных материалов, используемых для изготовления реакторных установок, так и сварных соединений, эксплуатационная надежность которых определяется выбором оптимального сочетания сварочных материалов. Исследования, проведенные в НПО «ЦНИИТМАШ», показали, что флюс может оказывать решающее влияние на механические характеристики металла сварного шва, а в конечном итоге и на эксплуатационную надежность изготавливаемого оборудования.

В настоящее время в атомном энергетическом машиностроении используются только плавленые флюсы.

Особенность технологии изготовления плавленых флюсов заключается в том, что состав флюса от плавки к плавке претерпевает изменения. Невозможно получить все плавки плавленого флюса, входящие в состав партии, одинакового состава. Поэтому плавленые флюсы, используемые в настоящее время в атомном энергетическом машиностроении, не всегда обеспечивают высокий уровень механических характеристик металла сварного шва, что связано со многими факторами, одним из которых является нестабильностью химического состава выплавляемых флюсов, которая определяется технологией их выплавки в дуговых печах и влиянием очень многих факторов на химический состав флюса. В связи с этим, при подготовке технических условий на конкретный плавленый флюс концентрация компонентов в его составе указывается в определенных пределах, а для получения стабильности флюса в пределах партии вводится операция перемешивания и усреднения плавок.

Свойства металла сварного шва в конечном итоге определяются его химическим составом, а возможность регулирования состава при использовании плавленых флюсов весьма ограничены. Единственным механизмом влияния на состав металла шва, при прочих равных условиях, является корректировка режимов сварки, что малоэффективно и не всегда возможно.

Поэтому разработка и внедрение новых керамических флюсов для сварки и наплавки оборудования АЭС, способных осуществлять влияние на химический состав металла сварного шва, его структуру, модифицировать металл является одной из важнейших задач при изготовлении реакторного оборудования. Кроме того, технология изготовления керамических флюсов позволяет получать стабильный состав партий флюса. Поэтому для обеспечения высокого качества выполненных сварных швов при изготовлении оборудования АЭС, необходимо проводить исследования по постепенному переводу технологических процессов изготовления атомно-энергетического оборудования на использование керамических флюсов.

В НПО «ЦНИИТМАШ» в настоящее время проводятся исследования по разработке и аттестации серии новых керамических флюсов для сварки и наплавки сталей различных структурных классов, а именно для сварки корпусных сталей, сталей аустенитного класса, хромистых сталей, а также флюса для антикоррозионной наплавки корпусного оборудования ленточным электродом в электрошлаковом режиме. Как показали исследования, керамические флюсы позволяют обеспечить заданный химический состав металла сварного шва и поддерживать его стабильность, обеспечивают введение в его состав, при необходи-

мости, легирующих компонентов, дают возможность модифицировать металл сварного шва и оказывать влияние на его структуру, что в итоге повышает механические характеристики сварного соединения. Поэтому освоение керамических флюсов при изготовлении атомного энергетического оборудования, особенно нового поколения, позволит повысит эксплуатационную надежность АЭС.

Вопросы расчетного обоснования прочности ВКУ ВВЭР-1000 при продлении срока эксплуатации до 60 лет

Беркович В.Я., Пиминов В.А., Евдокименко В.В.
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

Проблема обоснования прочности ВКУ ВВЭР-1000 является одной из ключевых при продлении срока эксплуатации энергоблока.

В докладе приведены результаты расчета температурных полей и кинетики напряженно-деформированного состояния и формоизменения выгородки и шахты внутрикорпусной реакторной установки В-320, полученные с учетом радиационных эффектов - радиационного упрочнения, радиационного распухания и радиационной ползучести материала, а также их контактного взаимодействия в процессе эксплуатации реакторной установки при работе на номинальной мощности и на повышенной мощности.

Так как точность определения НДС и формоизменения выгородки и ШВК напрямую зависит от принимаемых при расчете параметров радиационного распухания и ползучести, то проводилось два варианта расчета НДС: «оптимистического» – с учетом медианного значение распухания, и «пессиместического» – с учетом максимально возможного распухания в материале выгородки.

Рассмотрена возможность образования расчетных зон предельного охрупчивания материала выгородки и определено время их возможного возникновения при эксплуатации РУ.

Определены области выгородки, подвергающиеся коррозионному растрескиванию под облучением при эксплуатации РУ на номинальной мощности и на повышенной мощности. Выполнена оценка возможности коррозионного растрескивания материала выгородки в процессе эксплуатации.

Подсекция 1.3

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АЭС

Направление

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ

Электромагнитная обстановка на энергоблоках АЭС

Сарылов В.Н., Сарылов О.В., Водолажский А.С.
ОАО «ВНИИАЭС»

Для повышения эксплуатационной устойчивости, надежности и безопасности эксплуатации энергоблоков АЭС необходимо уделять постоянное внимание обеспечению устойчивости оборудования к электромагнитным воздействиям природного и техногенного происхождения на всех этапах жизненного цикла систем важных для безопасности АЭС.

В рамках проведения единой технической политики Эксплуатирующей организации в части обеспечения эксплуатационной надежности и устойчивости энергоблоков АЭС одним из направлений деятельности ОАО «ВНИИАЭС» является организация подтверждения соответствия нормируемым требованиям и реализация работ по обеспечению электромагнитной совместимости технических средств автоматизации, электротехнического оборудования, программно-технических средств и комплексов на действующих, модернизируемых и сооружаемых энергоблоках АЭС.

Работы проводятся на этапах эксплуатации, ввода в эксплуатацию (СТО 1.1.1.03.003-0759-2008), модернизации в объеме продления сроков эксплуатации (РД ЭО 0439-02), сооружения энергоблоков АЭС (НП-064-05), сертификации по месту эксплуатации (ОИТ-0004-1999), расследования инцидентов на энергоблоках АЭС, реализации мероприятий совещаний НЦ ТАИ.

С целью реализации «Программы повышения помехозащищенности оборудования и систем АЭС», утвержденной концерном «Росэнергоатом» выполнен комплекс работ на действующих, модернизируемых и сооружаемых энергоблоках АЭС по испытаниям техниче-

ских средств и комплексов АСУ ТП на устойчивость к электромагнитным воздействиям в реальных условиях эксплуатации, обследованиям реальной электромагнитной обстановки в помещениях эксплуатации АСУ ТП, оценке запасов по устойчивости к электромагнитным воздействиям, опытно-промышленной эксплуатации в условиях преднамеренных электромагнитных воздействий при проектном размещении ПТС и ПТК, выявлению прямых и корневых причин отказов и инцидентов на энергоблоках АЭС, разработке мероприятий и рекомендаций по повышению устойчивости АСУ ТП к внешним электромагнитным воздействиям природного и техногенного происхождения.

По результатам обследования электромагнитной обстановки на десяти российских АЭС выделены типовые виды электромагнитных воздействий, присущие действующим энергоблокам АЭС с реакторами ВВЭР, РБМК и БН.

Проведено сравнение с видами типовых электромагнитных воздействий, присущих семи АЭС США с реакторами PWR.

Комплекс электрооборудования системы управления и защиты нового поколения для АЭС с реактором ВВЭР-1200 проектов НВАЭС-2, ЛАЭС-2 и ВВЭР-ТОИ

Гришанина О.Е., Дашевский А.О.
ОАО «Корпорация «ВНИИЭМ»

В настоящем докладе рассмотрены основные аспекты создания ОАО «Корпорация «ВНИИЭМ» конкурентоспособного комплекса электрооборудования системы управления и защиты (СУЗ) нового поколения для АЭС с реактором ВВЭР-1200.

Комплекс электрооборудования системы управления и защиты реактора входит в состав АСУ ТП энергоблока АЭС и представляет собой многофункциональную систему, предназначенную для управления реактивностью и мощностью реактора, а также реализации защитных функций путем воздействия на органы регулирования реактора в режимах нормальной эксплуатации и нарушений нормальной эксплуатации, включая проектные аварии

ОАО «Корпорация «ВНИИЭМ» имеет более чем 50-летний опыт разработки, изготовления и ввода в эксплуатацию электрооборудования для систем управления и защиты реакторов типа ВВЭР. Оборудование, разработанное ОАО «Корпорация «ВНИИЭМ», было поставлено на 69 энергоблоков АЭС в России и за рубежом. В настоящее время оборудование эксплуатируется на 28-ми энергоблоках АЭС в России и за рубежом, вводится в эксплуатацию в Иране, Индии.

Начиная с 1998 года, нашим Предприятием разрабатывается и поставляется на вновь строящиеся и модернизируемые АЭС

электрооборудование, ориентированное на использование средств микропроцессорной техники и компьютеров промышленного исполнения, разрабатываемых и изготавливаемых ОАО «Корпорация «ВНИИЭМ».

В рамках работ по проекту «АЭС-2006» для реакторов ВВЭР-1200 с головными энергоблоками НВАЭС-2 и ЛАЭС-2 ОАО «Корпорация «ВНИИЭМ» разработан комплекс электрооборудования СУЗ нового поколения, в основу концепции создания которого положены следующие основные принципы:

- использование сетевых технологий для выполнения управляющих и информационных функций с необходимым резервированием, обеспечивающим выполнение заданных функций назначения при единичных отказах элементов системы;
- использование многоканальной магистрально-модульной архитектуры с распределенной обработкой данных с использованием локальной сети Ethernet;
- мониторное управление с отдельной рабочей станции на БПУ режимами работы системы группового и индивидуального управления и контроля положения ОР и системы автоматического регулирования мощности реактора;
- использования цифровых каналов передачи данных для минимизации проводных линий связи.

Преимущества разработанного комплекса электрооборудования СУЗ нового поколения:

- повышение функциональной и эксплуатационной надежности системы по функции управления и контроля положения органов регулирования реактора за счет резервирования каналов контроля и управления и формирования команд управления по мажоритарному принципу;
- возможность адаптации системы к изменению алгоритмов управления программным путем, без изменения аппаратной части;
- увеличение глубины самодиагностики оборудования и каналов передачи данных;
- минимизация внутрисистемных проводных линий связи для передачи информационных и управляющих сигналов за счет использования цифровых каналов.

Комплекс электрооборудования системы управления и защиты реактора БН-800 для энергоблока №4 Белоярской АЭС

Калашников А.В.
ОАО «Корпорация «ВНИИЭМ»

Настоящий доклад посвящен проектированию комплекса электрооборудования системы управления и защиты (КЭ СУЗ) реактора БН-800 для энергоблока №4 Белоярской АЭС, анализу отличий данного проекта от ранее выполненных проектов для реакторов типа ВВЭР и основным аспектам структурного построения комплекса оборудования системы управления и защиты реактора БН-800.

Комплекс электрооборудования СУЗ является сложной много функциональной системой, предназначенной для реализации защитных функций и управления мощностью реактора в режимах нормальной эксплуатации и в режимах с нарушением условий нормальной эксплуатации.

Несмотря на более чем 50-летний опыт разработки и изготовления электрооборудования для АЭС, для ОАО «Корпорация «ВНИИЭМ» разработка комплекса электрооборудования СУЗ - это разработка, обладающая значительной новизной, определяемой, в основном, новым типом реактора и новой технологией управления. Отличия объекта управления от реакторов ВВЭР приводит к необходимости разработки значительного числа новых типов оборудования.

Несмотря на отмеченные выше трудности, эта работа очень интересна, ведь реакторы типа БН имеют большое будущее, соответственно, выполнение этой работы позволит качественно расширить направление работ Предприятия.

При разработке эскизного проекта максимально использованы наработки и проектные решения, применяемые в КЭ СУЗ реакторов ВВЭР, с учетом специфики и технологии управления реакторов на быстрых нейтронах. Преемственность, обеспечиваемая таким подходом, позволяет сократить процесс разработки, изготовления и сертификации оборудования.

Основой концепции создания КЭ СУЗ для реактора БН-800 является:

- использование сетевых технологий для выполнения диагностических и информационных функций с необходимым резервированием, обеспечивающим выполнение заданных функций при единичных отказах элементов системы;
- использование стандартных цифровых каналов передачи диагностических данных по состоянию электрооборудования СУЗ в информационно-диагностическую систему в составе КЭ СУЗ и

в систему верхнего блочного уровня и смежные системы, что позволяет минимизировать проводные линии связи;

- использование отдельной двухмониторной рабочей станции на БПУ для реализации функций мониторного управления и представления информации оператору БПУ по состоянию и функционированию КЭ СУЗ и состоянию реакторной установки.

Модернизация основных регуляторов на энергоблоках Ленинградской АЭС

Котыков Р.Н., Мартышов С.В.
Ленинградская АЭС

В докладе представлены особенности модернизации основных регуляторов систем тепловой автоматики на энергоблоках Ленинградской АЭС.

Регуляторы систем управления подачей питательной воды (СУППВ) и поддержания давления (СПД) в барабанах-сепараторах на Ленинградской АЭС не подвергались модернизации с начала их эксплуатации. Основные недостатки регуляторов заключаются в следующем:

1. Работа в ручном режиме пусковых регуляторов, несовершенство алгоритмов работы основных РУ в переходных режимах при пуске энергоблока и после заглушения реактора защитой БСМ приводит к резким колебаниям массового уровня в БС, вплоть до уставки формирования АЗ.
2. Аналоговая аппаратура РУ и РД не позволяет реализовать эффективную диагностику отказов аппаратуры. В результате не выявленные отказы блоков аналоговой аппаратуры и ложные срабатывания действующих устройств контроля регуляторов становились непосредственной причиной срабатывания защит реактора.
3. Эффективность работы РУ и РД в целом ограничена примененной отечественной аналоговой аппаратурой серий КАСКАД и АКЭСР.
4. Существующая аппаратура РУ и РД несовместима с современной аппаратурой КСКУЗ и УСБ-Т, внедренной на энергоблоках Ленинградской АЭС.

На энергоблоках №1 и №2 Ленинградской АЭС планируется внедрение современных схем автоматики и алгоритмов работы СУППВ и СПД; замена аппаратуры автоматики основных регуляторов СУППВ и СПД на современную, совместимую с существующими системами КСКУЗ и УСБ-Т (КСУАР); доработка или замена измерительной аппаратуры, исполнительных механизмов.

На энергоблоках №3 и № 4 Ленинградской АЭС планируется внедрение современных схем автоматики и алгоритмов работы СУППВ и СПД с учетом пуска энергоблоков на БРУ-К и внедрением САРЗ, ЭГСР, ЭАБ; замена аппаратуры автоматики основных регуляторов СУППВ и СПД на современную, совместимую с существующими системами КСКУЗ и УСБ-Т; доработка или замена измерительной аппаратуры, исполнительных механизмов, включая БРУ-К, электромеханического оборудования ИМ, силовой части электроприводов ИМ.

Модернизации основных регуляторов систем тепловой автоматики повысит устойчивость работы энергоблоков и исключит одну из коренных причин нарушений в работе Ленинградской АЭС со срабатыванием АЗ.

Средства и системы контроля и диагностики технического состояния электрооборудования АЭС. Новейшие мировые разработки

Носов С.Н.
ЗАО «Теккноу», Санкт-Петербург

1.1. Тепловизионный контроль электрооборудования АЭС с помощью тепловизоров компании Fluke.

1.2. Преимущества тепловизоров Fluke в сравнении с аналогичным оборудованием.

1.3. Ультразвуковая система неразрушающего контроля – Sonaphone.

1.4. Использование Sonaphone для диагностики и контроля электрооборудования АЭС.

1.5. Преимущества Sonaphone в сравнении с аналогичным оборудованием.

Устойчивость к электромагнитным воздействиям и стойкость к радиационному излучению преобразователей давления систем контроля и управления энергоблоков АЭС

Сарылов В.Н., Сарылов О.В.
ОАО «ВНИИАЭС»

Аварии на АЭС «Фукусима-1» и «ЧАЭС-4» показали, что для управления последствиями аварий первичные преобразователи давления, используемые для представления информации о состоянии технологических процессов на энергоблоках должны обладать как высокими метрологическими и динамическими характеристиками в реальных условиях штатной эксплуатации и максимальной проектной аварии

(МПА), так и удовлетворительной устойчивостью к электромагнитным воздействиям и стойкостью к радиационному излучению в режимах нормальной эксплуатации, максимальной проектной и запроектной аварии (ЗПА).

В качестве первичных преобразователей технологических параметров в системах контроля и управления (СКУ) на российских и зарубежных атомных станциях используются преобразователи давления с аналоговой и цифровой обработкой сигналов и сенсорами различного конструктивного исполнения.

Для выбора оптимальной конструкции преобразователей давления для модернизируемых и сооружаемых энергоблоков АЭС выполнен комплекс сравнительных испытаний аналоговых и микропроцессорных преобразователей отечественных и зарубежных поставщиков в режимах нормальной эксплуатации при выводе действующих энергоблоков АЭС на мощность, при работе на стационарном уровне мощности, в период опытно-промышленной эксплуатации в условиях возникновения промышленных электромагнитных помех и при перегрузках статическим давлением, в условиях кратковременных перерывов питания при автоматическом включении резерва (АВР), в условиях интенсивного гамма-излучения, присущего режиму МПА до набора интегральной дозы облучения равной 30 000 Рад.

Выполнен анализ состояния конструктивной и элементной базы, в том числе идентификация поврежденных элементов, анализ метрологических и динамических характеристик в нормальных условиях и при перегрузках статическим давлением, анализ степени устойчивости к электромагнитным воздействиям после эксплуатации в условиях интенсивного гамма-излучения.

Испытаниям подвергались преобразователи давления:

«Сапфир-22Р-АС», «Метран-22-АП-АС», «Метран-22-МП-АС», «Метран-150CD», «Метран -150TG», «ТЖИУ 406-М100-АС», «АИР-30А» — все производства российских предприятий, «Yokogava EJX» (Япония).

Результаты испытаний сравнивались с характеристиками преобразователей давления, используемых на АЭС США (преобразователи «ROSEMOUNT 1154» и на АЭС Франции (преобразователи «FOXBORO N–I/A»).

Практика оценки технического состояния, остаточного ресурса турбогенераторов АЭС типа ТВВ-500-2У3, ТВВ-220-2АУ3 с целью продления их срока эксплуатации сверх предусмотренного по ТУ срока службы

Крупенин Н.В., Журавлев С.В., Голубев А.В.
ФГУП «ВЭИ»

В докладе отражены организационные, методологические аспекты работ ФГУП ВЭИ по оценке технического состояния турбогенераторов типа ТВВ-200-2У3, ТВВ-220-2АУ3, ТВВ-500-2У3, ТВВ-800-2У3 за более чем 10 летний период. Обследование турбогенераторов АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» (12 турбогенераторов типа ТВВ-500-2У3, 6 турбогенератора ТВВ-220-2АУ3) проводилось с целью обоснования продления срока службы.

1. Наиболее критичным по влиянию на ресурсные характеристики можно признать состояние системы крепления обмотки статора, так как при ослаблении элементов крепления обмотки возможно появление в областях лобовых частей и расточке статора подвижных (металлических, неметаллических) предметов. В худшем случае развитие аварийного отказа это может привести к переходу турбогенератора в предельное состояние.

2. Основные эксплуатационные факторы, влияющие на ресурсные характеристики основных систем турбогенератора – вибрационное воздействие, механические термодеформации.

3. Значимую составляющую отказов обеспечивают дефекты паяных соединений обмотки статора, водосоединительных трубок выводов обмотки статора, штуцеров соединительных шлангов. Недостатки конструктивного исполнения этих узлов устранялись в ходе модернизации с привлечением специалистов завода-изготовителя.

4. Режимы эксплуатации турбогенераторов АЭС – удовлетворительные:

- эксплуатация в пределах диаграмм мощности предусмотренных документацией завода-изготовителя;
- уровень активной мощности близок к номинальному;
- суточные колебания активной, реактивной мощности не превышают 10%.

Выводы

1. Для основных узлов генераторов типа ТВВ-220-2АУ3, ТВВ-500-2У3. Не отмечено проявления дефектов старения неустранимого характера (по результатам выполнения мероприятий ТОиР в условиях АЭС).

2. После 19–25 лет эксплуатации возможно нарушение функциональных возможностей отдельных систем турбогенераторов АЭС (система крепления обмотки статора для турбогенераторов типа ТВВ-220-2АУ3, ТВВ-500-2У3), приводящее в эксплуатации к риску отказа с непрогнозируемыми экономическими последствиями.

Результаты отработки методов технического диагностирования элегазовых трансформаторов тока в условиях ОРУ АЭС

Аксенов Ю.П., Ярошенко И.В.
ООО «ДИАКС»
Юзмиев К.Ш., Куриленко В.Э.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Трансформаторы тока с изоляцией из сжатого элегаза имеют «рымовидную» конструкцию, изоляционный промежуток между первичной и вторичной обмотками заполнен элегазом. Дефекты, наиболее часто появляющиеся в изоляции элегазового трансформатора тока:

- дефекты в ТТ, возникающие при нарушении технологии изготовления, правил транспортировки или монтажа;
- дефекты, возникающие под напряжением, которые определяются по наличию ионизационных процессов в изоляции, то есть по измерениям ЧР.

При длительном наличии ЧР в объеме с SF_6 возможно образование продуктов разложения, которые могут быть выявлены методом газовой хроматографии. Механические повреждения могут быть установлены проведением эндоскопического контроля.

Особенности измерений ЧР в изоляции элегазовых ТТ. Датчики устанавливаются на полосе заземления. Сигнал по уровню электроразрядной активности снимается на осциллограф с датчика. При этом осциллографирование позволяет получить импульс случайный с некоторой амплитудой, более полная информация может быть получена при анализе распределений n(Q).

Периодичность проведения обследований ТТ. Для длительно эксплуатируемых ТТ:

- ежегодное измерение характеристик ЧР для всех аппаратов, вне зависимости от технического состояния;
- для аппаратов с наличием дефектов – учащенный контроль, периодичность осуществляется текущим техническим состоянием.

В период 2010-2011 гг. были проведены массовые измерения электроразрядной активности на элегазовых ТТ. По нескольким аппаратам, по согласованию с заводами-изготовителями, было принято решение об их транспортировке на завод для повторных испытаний. Кроме того, на определенном числе аппаратов с признаками дефектов проводится учащенный контроль.

Комплексные решения ООО НПП «ЭКРА» для объектов атомной энергетики

Доронин А.В.
ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары

ООО НПП «ЭКРА» — научно-производственное предприятие, созданное в 1991 году российскими специалистами-релейщиками в г.Чебоксары и функционирующее без участия иностранного капитала. Сочетание накопленного опыта, знаний, инженерно-технических решений и новейших информационных технологий позволило создать современные устройства релейной защиты и другого электротехнического оборудования.

Применяя весь накопленный опыт выполнения электротехнического оборудования для объектов энергетики и промышленных объектов, НПП «ЭКРА» осуществляет поставки на АЭС по следующим направлениям:

- устройства релейной защиты и автоматики энергоблоков и другого станционного оборудования,
- устройства релейной защиты подстанционного оборудования,
- системы оперативного постоянного тока, щиты собственных нужд, системы сигнализации и другое оборудование вторичной коммутации,
- системы мониторинга состояния, сбора, архивации и передачи информации с устройств релейной защиты и вторичной коммутации (АСУ электрической части),
- системы плавного пуска и частотного регулирования мощных электродвигателей напряжением 3, 6, 10 кВ,
- системы автоматизированной проверки первичного и вторичного оборудования,
- проектные работы по «привязке» поставляемого оборудования.

В докладе рассматриваются особенности предлагаемых решений по модернизации электротехнического оборудования, систем контроля и управления с целью повышения надежности АЭС:

- возможности современных устройств РЗА;
- варианты выполнения резервирования систем релейной защиты, такие как дублирование и мажорирование (схемы «2 из 3» и «2 из 4»), их достоинства и недостатки;
- система контроля сопротивления изоляции и автоматического поиска фидеров с замыканиями на землю «ЭКРА-СКИ» в сетях постоянного тока с большой емкостью относительно земли;
- программное и аппаратное обеспечение ПТК «ЭКРА-СКАДА», создание автоматизированной информационной системы релейной защиты и автоматики блоков (АИСРЗА);
- опыт участия в проектах по модернизации релейной защиты и автоматики на различных АЭС.

Термоэлектрические преобразователи для контроля температуры в реакторах БН

Горшков А.Е.
ОАО «НИКИЭТ»
Зайцев П.А.
ФГУП «НИИ НПО «ЛУЧ» г.Подольск, Московская обл.
Шохонов В.П.
ОАО «ОКБМ Африкантов»

Разработаны термоэлектрические преобразователи типа ТХА предназначенные для непрерывного измерения температуры натриевых систем, систем слабо-перегретого и острого пара III контура энергоблока БН-800, строящегося на площадке Белоярской АЭС.

Температурный предел измерения от плюс 700 °С до плюс 1000 °С (не более 10 ч).

Разработка была осуществлена по техническому заданию в котором требовалось учесть существующую конструкцию страховочных гильз, в которые устанавливались термоэлектрические преобразователи типа ТХА-11. Аналогом разработки послужили прототипы преобразователей термоэлектрических типа ТХА-0185 и ТХА-0635, разработанные ранее в Луцке, и используемые на реакторах БН-350 и БН-600.

При разработке термоэлектрических преобразователей типа ТХА-11 были применены современные технологии, позволившие повысить надёжность и сделать конструкцию более технологичной.

Также была показана возможность применения взамен «пучков» (для обеспечения контроля температуры по высоте в нескольких точках) термоэлектрических преобразователей диаметром 1,5 мм и диаметром 4,0 мм на многозонные термопреобразователи, выполненные из одного кабеля диаметром 6 мм, как более совершенные, обеспечивающие большую надёжность, простоту конструкции и технологичность при изготовлении, которые обеспечат более высокие эксплуатационные характеристики изделия.

Анализ работы аппаратуры АКНП-АКЭ в период энергопуска блока 4 Калининской АЭС с реактором ВВЭР-1000

Романичев М.К., Соколов И.В., Лужнов А.М., Костицин А.Р., Малёнкин Д.А., Стефаницкая Л.О.
ЗАО «СНИИП-СИСТЕМАТОМ», Москва

Для корректной работы аппаратуры контроля нейтронного потока (АКНП) в системе управления и защиты (СУЗ) ВВЭР необходимо, чтобы значение тепловой мощности реакторной установки (РУ),

полученное на основе сигналов внереакторных детекторов, соответствовало значению тепловой мощности, рассчитанной на основе теплофизических измерений.

Функция коррекции мощности, реализованная в аппаратуре АКЭ, входящей в состав АКНП, позволяет обеспечить прямую пропорциональность сигнала АКНП тепловой мощности реактора, компенсируя отклонение сигнала АКНП от мощности РУ из-за влияния следующих факторов – выгорания, изменения температуры теплоносителя, перемещения групп органов регулирования СУЗ, изменения аксиального энергораспределения.

Кроме этого, аппаратура АКЭ позволяет в режиме реального времени контролировать аксиальный офсет и распределение мощности по высоте активной зоны реактора (среднее аксиальное энергораспределение).

Аппаратура АКНП-АКЭ эксплуатируется на блоке 3 Калининской АЭС, блоках 1 и 2 АЭС «Тяньвань», блоке 2 Ростовской АЭС, блоке 5 Нововоронежской АЭС, блоках 3 и 4 АЭС «Богунице», блоке 3 Кольской АЭС.

В докладе проанализирована работа АКНП-АКЭ в период энергопуска блока 4 Калининской АЭС с реактором ВВЭР-1000.

Многоцелевые оптико-электронные измерительные трансформаторы тока и напряжения для АС

Мокеев А.С.
ЗАО «Электро» г. Санкт-Петербург
Кириллов И.А.
Технологический филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»

1. Современное состояние ИТТ и ИТН, применяемых на АС в РФ: виды ИТТ и ИТН, сроки службы, степень износа, стоимость оборудования.

2. Свойства (недостатки, достоинства) традиционных ИТТ и ИТН, в том числе сложности возникающие при метрологическом обеспечении ИТ, в т.ч. при поверки блочных ИТТ и высоковольтных ИТН.

3. Свойства (недостатки, достоинства) оптических ИТТ и ИТН.

4. Конструкции оптических ИТТ и ИТН: российские и зарубежные разработки.

5. Разработки ЗАО «Электро» по оптическим ИТТ: конструкции, методики поверки ИТТ, расположенных на АС, испытания ОИТТ на АС.

6. Разработки ЗАО «Электро» по оптическим ИТН: конструкции, испытания.

7. Перспективы развития и области использования ОИТТ и ОИТН: снижение цены ИТ и стоимости их эксплуатации, увеличение надежности, увеличение точности измерений, совместимость с новыми цифровыми системами учета и защиты.

Модернизация системы СУЗ-УСБТ энергоблока № 4 Кольской АЭС с использованием оборудования TELEPERM XS и на основе опыта модернизации на энергоблоке № 3

Диков А.И., Писаренко В.В.
ОАО «ВНИИАЭС»

1. Введение

Модернизация системы СУЗ-УСБТ энергоблока № 3 Кольской АЭС проводилась с целью повышение безопасности энергоблока до уровня, обеспечивающего эксплуатацию после заданного проектом срока службы на срок не менее 15 лет.

01 июня 2007 года в Концерне «Росэнергоатом» при участии Кольской АЭС, ОАО «СПбАЭП» и ОАО «ВНИИАЭС» состоялось совещание по вопросам модернизации и поставок оборудования СУЗ-УСБТ с целью продления срока эксплуатации блока №3 Кольской АЭС, на котором были принято решение внедрить на Кольской АЭС головную СУЗ-УСБТ с использованием микропроцессорной техники на основе предложений ОАО «ВНИИАЭС».

ОАО «ВНИИАЭС», как Системный интегратор и Главный конструктор АСУ ТП на основании Протокола совещания в Концерне «Росэнергоатом» от 01.06.2007 разработал «Техническое задание на модернизацию СУЗ-УСБТ» с учётом решения об использовании микропроцессорной техники и представил технико-коммерческие предложения по виду и составу оборудования.

С учётом референтности применения, оценки сроков поставки оборудования, а также перспективности сотрудничества для модернизации было выбрано оборудование TELEPERM XS фирмы «AREVA NP GmbH» (Германия), разработанное на основе микропроцессорной техники.

Ввод в эксплуатацию модернизированной система СУЗ-УСБТ на энергоблоке № 3 Кольской АЭС было завершено в июле 2010 года, за два года эксплуатации система зарекомендовала себя с самой лучшей стороны своих эксплуатационных характеристик:

- глубокая самодиагностика технических средств и информативность по состоянию системы;
- высокая надёжность, как за счёт надёжности самих технических средств, так и за счёт структуры системы в целом;
- удобство при обслуживании.

2. Организация работ по проектированию и испытаниям оборудования TELEPERM XS для энергоблока № 3 Кольской АЭС

Технология проектирования систем на основе цифровых технологий предполагает следующие основные этапы:

- разработка задания заводу на изготовление (технологическое задание плюс технические требования к построению системы)
- базовый проект (технический проект);
- разработку детальных требований и программирование (конфигурирование технического обеспечения и разработка прикладного ПО), а включая верификацию ПО;
- испытания системы на полигоне завода-изготовителя.

Опыт участия российских специалистов в проекте АЭС «Тяньвань», а также применение в российских проектах технологии «Siemens» позволило:

- разработать задание заводу на изготовление с учётом требований фирмы «AREVA NP GmbH» к представлению технологического задания;
- выполнить основные работы по базовому проекту;
- активно подключиться на этапе разработки детальных требований, программирования и верификации ПО, включая работу с САПР;
- оперативно согласовать программы испытаний и методики;
- полноценно участвовать в испытаниях на заводе-изготовителе.

3. Организация работ по проектированию и испытаниям оборудования TELEPERM XS для энергоблока № 4 Кольской АЭС

Опыт внедрения оборудования TELEPERM XS при модернизации СУЗ-УСБТ на энергоблоке № 3 Кольской АЭС позволил:

- во-первых, принять решение о применении TELEPERM XS на вновь строящихся АЭС;
- во-вторых, изменить объём и место работ, выполняемых российскими специалистами как на этапе проектирования, изготовления и испытаний, так и при сопровождении эксплуатации.

ОАО «ВНИИАЭС» создал Интеграционный Центр, в котором для энергоблока №4 Кольской АЭС будут выполняться работы по ПТК АЗ-ПЗ УСБТ (на основе TELEPERM XS):

- обеспечение разработки, испытаний и приёмки ПТК (на заводе-изготовителе):
  - ✧ проектирование шкафов TELEPERM XS;
  - ✧ разработка и отладка программ для ПТК АЗ-ПЗ УСБИ;
  - ✧ проведение испытаний и приёмка ПТК АЗ-ПЗ УСБИ;
  - ✧ доработка шкафов и программ по результатам испытаний;
  - ✧ проверка ЗИП перед поставкой;
- обеспечение дополнительных испытаний:

- ✧ испытания интерфейсов TELEPERM XS со смежным оборудованием;
- ✧ типовые испытания новых компонент TELEPERM XS;

- сопровождение эксплуатации ПТК:
  - ✧ обучение персонала АЭС, наладочных и ремонтных организаций;
  - ✧ анализ отказавших элементов, оперативное пополнение ЗИП.

Комплексный подход к обеспечению отказоустойчивости и качества управления ПТК УСВБ АЭС

Раскин Е.М., Чеботарев Н.А.
ЗАО «Автоматика-Э», г. Омск

Отказоустойчивость и качество управления являются важнейшими характеристиками программно-технических комплексов управляющих систем, важных для безопасности атомных станций.

Системы управления и защиты ядерных реакторов на быстрых нейтронах, разработанные в ЗАО «Автоматика-Э», успешно эксплуатируются на энергоблоке № 3 Белоярской АЭС, на исследовательском реакторе в РНЦ «Физико-энергетический институт». В настоящее время ЗАО «Автоматика-Э» участвует в разработке новой цифровой СУЗ для строящегося энергоблока № 4 с реактором БН-800.

- программно-технические комплексы систем управления машинами перегрузочными для АЭС с ВВЭР-1000 (ПТК СУМП);
- подсистемы сбора данных ИВС/СППБ;
- локальные системы автоматического регулирования и управления технологическим оборудованием машзала АЭС и тепловых электростанций (конденсатный тракт, регенерация питательной воды, уровень в парогенераторе, давление в главном паровом коллекторе БРУ-К);
- локальные АСУ ТП спецводоочистки и химводоочистки.

Наиболее распространенным способом обеспечения отказоустойчивости управляющих систем важных для безопасности АЭС, является обеспечение структурной избыточности на уровне каналов контроля и управления. Так в системах управления и защиты ядерных реакторов в структуре системы, как правило, имеются две полностью независимые подсистемы, каждая из которых состоит из трех независимых каналов контроля и управления объединенных по мажоритарной схеме «2 из 3-х».

ПТК системы управления перегрузкой ядерного топлива (СУПТ), выполняющий функции обеспечения безопасности, имеет двухканальную двухуровневую сетевую структуру, повышенную отказоустойчивость, обеспечивает высокую точность управления.

Система управления перегрузкой ядерного топлива поставлены на 9 энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 (Калининская АЭС, Балаковская АЭС, АЭС «Куданкулам»).

В настоящее время введены в действие или находятся на стадии разработки и поставки следующие локальные АСУ ТП и системы автоматического управления и регулирования:

- АСУ ТП расширяемой части СВО Калининской АЭС;
- АСУ ТП установки сжигания РАО энергоблока № 3 Калининской АЭС;
- АСУ ТП СВО и ХВО Кольской АЭС;
- САР быстрой редукционной установки сброса пара в конденсатор и регулирования давления в ГПК (САР БРУ-К) энергоблоков № 3, 4 Кольской АЭС;
- САР уровня в парогенераторе (САР ПГ) энергоблоков № 3, 4 Кольской АЭС;
- САР установок регенерации питательного тракта энергоблоков № 3, 4 Кольской АЭС.

На верхнем уровне реализованы, информационные функции операторского интерфейса, ведения архива, формирования отчетов и протоколов, а также формирования команд дистанционного поопе-рационного управления.

Системы автоматического регулирования (САР) реализованы на базе высоконадежного многофункционального микропроцессорного цифрового регулятора (ВЛР), разработанного и освоенного в производстве по заданию ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Информационно-вычислительные системы (ИВС), обеспечивающие сбор, обработку и представление оперативному персоналу информации о значениях параметров технологического процесса, параметрах безопасности и состоянии оборудования, формировании архивов и протоколов, разработаны и введены в эксплуатацию на энергоблоке № 1 Калининской АЭС (проект Tacis), на энергоблоках № 3, 4 Нововоронежской АЭС.

В состав программного обеспечения СПА-ПС входит базовое ПО модулей и инструментальный комплекс на основе специализированной САПР.

Средства СПА-ПС внесены в Госреестр средств измерений, имеют сертификаты органов Госстандарта. Программные и технические средства аттестованы для применения в управляющих системах, важных для безопасности АЭС.

Автоматизация дроверок первичного и вторичного оборудования для АЭС

Соловьев М.Ю.
ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары

В статье представлены мобильные программно-технические комплексы, позволяющие автоматизировать проверки первичного и вторичного оборудования энергетики, сократить время проверок наряду с увеличением качества и точности диагностики благодаря использованию новых подходов.

Проведен краткий обзор четырех систем:

1. ПТК «ЭКРААВТОТЕСТ», система, включающая в себя Omicron серии CM и предназначенная для автоматизации проверок микропроцессорных терминалов РЗА производства НПП «ЭКРА».

2. ПТК «РТМ», система с дружественным интерфейсом, позволяющая проводить автоматизированные проверки и оценку силовых трансформаторов, трансформаторов тока и высоковольтных выключателей. Управление компактным испытательным оборудованием серии Omicron CP осуществляется по Ethernet, а результаты испытаний сохраняются в хорошо структурированной базе данных.

3. Анализатор трансформаторов тока CT Analyzer, позволяющий в автоматическом режиме очень быстро снять и оценить характеристики защитных и измерительных ТТ без ограничений по верхнему диапазону точки насыщения трансформатора.

4. Анализатор содержания воды в изоляции – DIRANA, позволяющий в автоматизированном режиме провести достоверную оценку степени старения изоляции за счет комбинации метода измерения токов поляризации-деполяризации и метода частотной спектроскопии. Достоверность нового метода повышается за счет значительного сокращения время измерения.

Своевременное выявление незначительных отклонений параметров за счет современных методов диагностики снижает риск возникновения аварий и увеличивает срок службы первичного оборудования, позволяя при этом существенно сократить время проверки.

Эксперименты и стенд по градуировке и исследованию поведения ВБР — сенсора в качестве рабочего средства измерения

Бизяев А.А., Кацай А.В., Лабурцев А.А., Лучкин С.Ю., Першиков С.А., Терентьев Ю.А.
ООО «Корпорация «Русский сверхпроводник», Москва
Немов И.А., Шелемба И.С.
ООО «Инверсия-Сенсор», Новосибирск

Датчики на основе волоконно-оптических брэгговских решеток (ВБР) является одним из перспективных инструментов распределенного измерения температуры, деформации и вибрации как высоко-, так и низкотемпературных объектов, поскольку они обладают рядом преимуществ перед традиционными средствами измерений [1,2,3], среди которых:

- нечувствительность к влиянию на показания высокого уровня электромагнитных полей и высокая помехозащищённость от электромагнитного излучения
- максимальный уровень безопасности при работе в пожаро - и взрывоопасных средах (принципиальное отсутствие искр!),
- дистанционный контроль (до нескольких километров) без подвода электрического питания к датчикам,
- устойчивость к коррозии,
- возможность мультиплексирования (увеличения числа датчиков в одном волокне).
- гальваническая развязка датчика и диагностируемого объекта,
- миниатюрные размеры и низкий показатель тепловой инерции,
- минимальный теплоприток из окружающей среды к датчику и диагностируемому объекту и др.

Вышеперечисленные преимущества делают оптоволоконные датчики особо привлекательными для использования в области низкотемпературной научно-исследовательской деятельности, в среде сжиженных энергоносителей, холодильной технике и сверхпроводниковой криоэнергетике, где измерения часто производятся в присутствии сильных электромагнитных полей, горючих и химически агрессивных сред, высокого уровня электромагнитных помех, а для защиты от короткого замыкания необходима гальваническая развязка между измеряемым объектом и датчиком.

В работе описан как первый в отечественной практике опыт измерения температуры элементарных проводников полномасштабной обмотки статора турбогенератора мощностью 225 МВт в режиме эксплуатации с помощью оптоволоконных датчиков, встроенных в обмотку в процессе ее изготовления, так и первый в отечественной

практике комплекс испытательного и калибровочного оборудования для исследования работоспособности ВБР – сенсоров при характерных для низкотемпературных холодильных аппаратов , отрицательных и для ВТСП объектов, — криогенных температурах и первые экспериментальные результаты .

Датчики давления Метран-150 исполнения АС. Новое поколение датчиков давления для применения на объектах атомной энергетики

Фетисов А.В.
ЗАО «Промышленная группа «Метран», г. Челябинск

Современные требования безопасности, предъявляемые к датчикам давления, заставляют искать новые технические решения. Метран-150-АС – это новое поколение датчиков давления взамен Метран-22-АС, Метран-100-АС, это сохранение и развитие лучших достижений российского и мирового приборостроения, продуманные технические решения, основанные на требованиях заказчиков, уровне развития современной техники и воплощенные в реальность.

Датчики Метран-150-АС превосходят по техническим характеристикам, эксплуатационным и функциональным возможностям отечественные датчики давления, что подтверждается сравнительными испытаниями, организованными ВНИИАЭС.

Средняя наработка на отказ датчиков Метран-150-АС составляет 270 000 часов.

Датчики давления Метран-150-АС прошли все требуемые Стандартом организации «Концерн Росэнергоатом» специальные испытания и полностью соответствуют требованиям по сейсмостойкости, виброустойчивости, стойкости к одиночным ударным воздействиям (падающий самолет), устойчивости к ЭМС, устойчивости к внешним воздействующим факторам атомных станций и устойчивости к ионизирующим излучениям.

Результаты испытаний, а также конструкторская документация прошли экспертизу на соответствие требованиям Системы сертификации ОИТ. Получен Сертификат Системы сертификации ОИТ.

Комплектующие изделия и материалы прошли экспертизу в ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей». Решение о применении импортных комплектующих изделий и материалов прошло утверждение в ОАО «Концерн Росэнергоатом» и одобрено Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Производство датчиков давления М-150 производится на современном оборудовании, основные технологические операции полностью автоматизированы.

В период опытно-промышленной эксплуатации на Курской, Калининской и Балаковской АЭС проводилась оценка качества функционирования датчиков. Особо отмечены высокая надежность, метрологические и эксплуатационные характеристики.

Датчики успешно прошли Приёмочные испытания с участием представителей ОАО «Концерн Росэнергоатом», проектных институтов и атомных станций.

Для экспериментальной оценки стойкости датчиков давления к ионизирующему излучению проведены совместно с ВНИИАЭС исследования их метрологических характеристик при наборе поглощенной дозы облучения от гамма-источника в 6 Гр, 9 Гр, 20 Гр и 40 Гр и оценка работоспособности преобразователей давления при имитации аварии «Большая течь» до набора поглощенной дозы облучения до 300 Гр.

Полученные экспериментальные данные по степени устойчивости датчиков давления к нормируемым электромагнитным воздействиям, инерционности при резком снижении давления (например, при МПА), метрологическим характеристикам и качеству функционирования в условиях электромагнитных воздействий и радиационного излучения могут быть использованы при выборе датчиков давления Метран-150-АС при модернизации и проектировании АСУ ТП.

Учет воздействия повреждающих факторов проектных аварий при определении срока службы кабелей в дополнительный срок эксплуатации энергоблоков АЭС

Циканин А.Г., Кононенко А.И., Слабоус Р.В.
ФГУП «НИИП», г. Лыткарино

Для установления или подтверждения остаточного срока службы кабеля в дополнительный период эксплуатации энергоблоков АЭС с учетом воздействия повреждающих факторов проектных аварий (ПФПА) необходимо провести типовые сертификационные испытания.

Испытания должны быть построены таким образом, чтобы, обеспечить имитацию старения кабеля в нормальных условиях эксплуатации в течение заданного срока службы и последующую имитацию деградации кабеля за счет воздействия ПФПА, которыми являются: высокотемпературная парогазовая смесь и ионизирующее излучение во время аварии; пост-аварийные повышенная температура и ионизирующее излучение; химическое воздействие дезактивирующих растворов. Воздействие последних можно не рассматривать, если очевидно, что доступ растворов к изоляции не возможен.

В докладе представлены методология, результаты и анализ испытаний, которые проводились на подготовленных для этих целей

образцах-свидетелях представительных кабелей систем безопасности и систем, важных для безопасности с энергоблоков АЭС.

Контроль состояния образцов кабелей в процессе испытаний выполнен путем визуального и тактильного осмотра, измерения электрических параметров (сопротивление изоляции, омическое сопротивление проводников), механических (относительное удлинение при разрыве и коэффициент жесткости) и физико-химических (концентрация пластификаторов и температура начала окисления) показателей старения кабельных изоляционных материалов.

Из анализа результатов проведенных испытаний, а также имеющегося опыта для ряда изоляционных материалов определены предельные значения показателей старения с учетом воздействия ПФПА.

Подсекция 1.3

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АЭС

Направление

ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Построение единой интегрированной автоматической адресной системы пожарной сигнализации на оборудовании группы компаний «Рубеж» при замене различных пороговых систем пожарной сигнализации на Белоярской АЭС

Носов Ю.В., Волокитин А.П.
Белоярская АЭС

Построение проектов пороговой пожарной сигнализации на блоках 1,2,3 Белоярской АЭС выполнялось по нормативным документам 70–80 гг. прошлого столетия. Блоки Белоярской АЭС введены в эксплуатацию: блок №1 – в 1964 году, блок №2 – в 1967 году, блок №3 – в 1980 году.

Энергоблоки были первыми промышленными блоками в атомной энергетике. Пожарная сигнализация проектировалась и строилась на принципе пороговых величин: тока, напряжения, или сопротивления в электрической цепи шлейфов пожарной сигнализации.

Ввиду ввода объектов в различные промежутки времени на Белоярской АЭС образовались различные системы пожарной сигнализации: 34 вида пожарных извещателей, более 10 видов приемно-контрольных приборов.

Оборудование активной противопожарной защиты поставлялось различными заводами СССР и России. Несмотря на то, что действовали одинаковые ТУ на выпуск однотипной продукции, по факту, были несовпадения. Например, пожарные извещатели ИП-212-5(ДИП-3) Обнинского и Хасавюртского заводов имели различную длину и толщину соединительных штырьков для унифицированной розетки. При замене извещателей, приходилось менять и розетки.

Это говорит о том, что на АЭС и в ОАО «Концерн Росэнергоатом» не было единой концепции и политики в этой области.

После образования службы пожарной безопасности (СПБ ТФ) концерна, началось резкое преобразование стратегии и тактики в области активной пожарной безопасности, особенно по продлению срока службы, замене и модернизации систем активной противопожарной защиты.

Принцип построения единой системы сигнализации основан на выполнении двух основных функций - информационной и управляющей.

Укрупнено система состоит из следующих элементов:

- верхний уровень – программный комплекс FireSec;
- средний уровень – приемно-контрольные приборы и приборы управления;
- нижний уровень – адресно-аналоговые пожарные извещатели.

Все это является элементами системы контроля и управления противопожарной защитой и составляет около 70% СКУПЗ.

Достоинства внедренной системы АПС:

- исключение воздействия радиационных помех, с мощностью дозы свыше 1,7 мЗв/с, на элементы микропроцессорной техники в пожарных извещателях;
- адресность извещателей, с мгновенным отображением на АРМе текущего состояния и поступившего сигнала;
- обогрев внутренней части извещателя (в сырых помещениях), контроль линий обогрева; защита от конденсата и капающей воды;
- новый прибор «Рубеж-10АМ», выпущенный для выполнения защитных функций;
- использование до 95% кабельных связей от прежних пороговых систем пожарной сигнализации;
- увеличение надежности систем пуска установок пожаротушения за счет исключения многих элементов и приборов промежуточного действия;
- уменьшение времени на ремонтное обслуживание и ТО.

Выводы

Адресно-аналоговая система пожарной сигнализации «Рубеж-10АМ» является системой повышенной надежности, разработанной специально для использования на атомных электростанциях, обеспечивает постоянную диагностику всех элементов, входящих в эту систему и обнаружение пожара на ранней стадии его развития.

Все это существенно снижает уровень пожарного риска для людей, находящихся в помещениях зданий и сооружений Белоярской АЭС.

Модернизация систем противопожарной защиты при продлении сроков эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС

Михайлов Ю.В.
Ленинградская АЭС

На Ленинградской АЭС находятся в работе эффективные системы обнаружения и тушения пожаров: АПС, АПТ на базе оборудования фирм «HONEYWELL», «ESMI», «BOLID».

Оборудование фирмы «HONEYWELL» установлено в производственных зданиях 1 и 2 очередей.

Оборудование фирмы «ESMI» установлено в производственных зданиях 2 очереди: зд.601, зд.610, зд.608, зд.630, зд.637, зд.614, зд.613, зд.613А, зд.616, зд.619.

Оборудование фирмы «BOLID» установлено в производственных зданиях промплощадки 1 и 2 очереди: зд.57В, зд.410, зд.420, зд.425, зд.430, зд.430А, 435, зд.438, зд.370/1, зд.380, зд.440, зд.441, зд.626, зд.809, зд.428, зд.700, зд.701, зд.660, зд.416, здания ОРУ 110/330.

Оборудование фирм «HONEYWELL», «ESMI», «BOLID» обладает следующими возможностями:

- Постоянно сканирует все входящие в систему датчики и модули для определения их состояния. В случае превышения порога контролируемого параметра, система определяет тип устройства и его месторасположение.
- Вырабатывает команды на инициирующие контуры и переключатели (например - отключение вентиляции, включение дымоудаления, оповещения и т.д.).
- Различает три состояния датчиков: нормальное, тревоги и неисправности.
- Позволяет программно или вручную устанавливать пороги срабатывания датчиков.
- Проводит самотестирование датчиков: каждые две минуты панель сканирует датчики и проверяет их исправность.
- Позволяет связывать срабатывание нескольких датчиков в логические группы и вырабатывать сигнал тревоги и управления различными устройствами.
- Осуществляет изоляцию коротко замкнутых участков шлейфа с помощью модуля изоляции. При этом остальные участки шлейфа функционируют нормально.
- Инициирует тревогу или неисправность каждого датчика или модуля.
- Позволяет временно отключать отдельные датчики и модули, хранить в памяти происходящие события (тревоги, неисправности, действия оператора).

- Выдает сигналы оповещения при поступлении тревоги.
- Контролирует состояние аккумуляторных батарей резервного питания и производит их автоматическую подзарядку.
- Осуществляет вывод всех событий и результатов тестов на печать.

При выходе ЦГС из строя системы фирм «HONEYWELL», «ESMI», «BOLID» продолжают функционировать в автономном режиме, обеспечивая обнаружение пожарной тревоги, индикацию на своей панели и оповещение.

Применение оборудования фирм «HONEYWELL», «ESMI», «BOLID» позволило минимизировать кабельные связи, повысить информативность и помехозащищенность, долговечность и ремонтопригодность систем.

Основные направления НИР и НИОКР по повышению и совершенствованию пожарной безопасности АЭС

Грошев Ю.М.
Технологический филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В докладе приведены основные направления НИР и НИОКР по повышению и совершенствованию пожарной безопасности АЭС. Изложены основные результаты проведенных работ. Доложены основные результаты работы по определению возможности применения установок пожаротушения тонкораспыленной водой для защиты кабельных сооружений АЭС. В качестве исходных данных при проведении работы были использованы:

- опыт применения установок тонкораспыленной воды систем автоматизированного мониторинга противопожарной защиты (пассивных и активных систем), в том числе и за рубежом;
- нормативно техническая документация, регламентирующая вопросы применения установок тонкораспыленной воды.

Приведены основные результаты огневых испытаний агрегатных установок пожаротушения тонкораспыленной водой для кабельных сооружений. Даны рекомендации по проектированию установок пожаротушения тонкораспыленной водой для защиты кабельных сооружений АЭС.

Проблемы проектирования противопожарной защиты объектов по обращению с РАО и ОЯТ

Дулькин А.Б.
ОАО «Атомэнергопроект» Волгоградский проектный филиал

ВПФ ОАО «Атомэнергопроект» специализируется на проектировании объектов по переработке и хранению радиоактивных отходов, а также объектов по обращению с отработавшим ядерным топливом на атомных станциях с реакторами типа РБМК.

До вступления в силу Федерального закона от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» была разработана проектная и рабочая документация на ряд объектов Смоленской АЭС и Курской АЭС. Проекты успешно прошли государственную экспертизу и были утверждены Заказчиком. Некоторые из данных объектов в настоящее время находятся в стадии ввода в эксплуатацию, другие - в стадии строительства.

После 1 мая 2009 года ОАО «Концерн Росэнергоатом» неоднократно принимал решения о корректировке разработанной проектной документации на указанные объекты с необходимостью учета новых требований по пожарной безопасности.

Для сохранения конструктива запроектированных зданий и уменьшения затрат на переработку инженерных коммуникаций, а также для определения недостающих нормативных требований по пожарной безопасности, нормы предусматривают возможность разработки «Специальных технических условий» (далее - СТУ).

За счет разработки СТУ могут решаться: проблема отсутствия отдельных нормативных требований; проблема приведения строящихся объектов к требованиям технических регламентов без значительной переделки конструктива здания и его инженерных систем.

В то же время, СТУ имеет недостатки: необходимость их разработки для каждого конкретного объекта защиты; проблематичность получения СТУ до начала проектирования из-за длительных сроков разработки и прохождения согласования в министерствах; невозможность расчетного обоснования некоторых технических решений.

Другим способом определения недостающих нормативных требований по пожарной безопасности является проведение НИР и НИОКР, напр., для определения:

- параметров АУПТ, в том числе установок для тушения пожаров ядерных материалов, радиоактивных отходов и радиоактивных веществ (класса F);
- значений параметров систем вентиляции и противодымной защиты для помещений зоны контролируемого доступа;

- времени эвакуации персонала из помещений зоны контролируемого доступа, времени блокирования путей эвакуации опасными факторами пожара.

Информацию от проектных организаций о необходимых НИР и НИОКР по пожарной безопасности предлагается сосредотачивать в службах ОАО «Концерн Росэнергоатом». Результаты разработок и исследований по однотипным объектам следует направлять в соответствующий Федеральный орган исполнительной власти для включения в нормативные документы по пожарной безопасности атомных станций.

Оценка риска возникновения пожара на объектах АЭС Евросоюза

Кандрач Ян
ООО „RISK CONSULT“, Словакия

Доклад кратко описывает специфические подходы, методы анализа и оценки риска возникновения пожара на АЭС в странах Евросоюза (ЕС).

Специфичность этих подходов и методов является результатом применения единых, систематических и комплексных подходов и деятельности Международного агентства по атомной энергетике (МААЕ) в области оценки риска ресурсов атомной энергии.

Речь идет об исходных, проверенных на практике методах и подходах вероятностного инженеринга по безопасности, которые должны были бы обеспечить возможность объективного сопоставления результатов анализа риска.

В области оценки риска возникновения пожара, однако, эти методы часто противоречат уже внедренному детерминистскому порядку предоставления документов по пожарной безопасности построек. Они уже традиционно внедрены в большинстве стран ЕС и применяются при разработке и оценке пожарной безопасности и самих объектов атомных электростанций.

Именно вышеуказанный факт привел и к дифференцированному подходу при рассмотрении и оценке риска возникновения пожаров.

В детерминистские анализ и оценку риска возникновения пожаров входит предоставление документов по пожарной безопасности самих построек, что обеспечивается составлением и утверждением проектов по пожарной безопасности этих построек компетентным органом государственного управления.

Вероятностные анализы и оценка риска возникновения пожаров требует МААЕ и также многие компетентные государственные над-

зоры в рамках стран ЕС, однако, они постоянно представляют только какую-то «надстройку» для детерминистских проектных решений.

Предметом анализа риска возникновения пожаров при вероятностном анализе не является оценка пожарной безопасности построек и их технологии. Практически все эти анализы направлены только на поиск и подробный анализ слабых мест проектов. Большая их часть посвящена идентификации и анализу совместно проложенных кабельных трасс различных дополнительных предохранительных систем и механических компонентов.

Авария в Японии показала, что необходимо провести переоценку этих методов и их более узкой связи с детерминистскими методами, что может представлять существенный прогрессивный импульс для дальнейшего развития пожарного инженеринга.

Организация добровольной пожарной охраны

Ермилов В.А.
ЦС ВДПО, Москва

6 мая 2011 года Президентом РФ В.А. Медведевым подписан Федеральный закон №100 «О Добровольной пожарной охране». Данный закон устанавливает правовые основы создания и деятельности добровольной пожарной охраны, права и обязанности объединений пожарной охраны и добровольных пожарных, регулирует отношения добровольной пожарной охраны с органами государственной власти, организациями и гражданами РФ

Добровольная пожарная дружина – территориальное или объектовое подразделение добровольной пожарной охраны, принимающее непосредственное участие в тушении пожаров и не имеющее на вооружении мобильных средств пожаротушения.

Добровольная пожарная команда - аналогично ДПД, только имеющее на вооружении мобильные средства пожаротушения.

Общественные объединения пожарной охраны создаются в одной из следующих организационно-правовых форм - общественная организация или — общественное учреждении.

Учредителем общественного объединения пожарной охраны могут выступать физические лица и/или/ юридические лица и общественные объединения.

Объектовые добровольные пожарные дружины или добровольные пожарные команды создаются в форме общественных учреждений пожарной охраны.

Объектовые ДПК и объектовые ДПД могут создаваться по месту работы или учебы физических лиц.

Учредителями объектовой ДПК /ДПД могут быть физические лица из числа работников организации с согласия собственника имущества организации.

Участниками объектовой ДПК /ДПД могут быть добровольные пожарные из числа работников организации.

Управление объектовой ДПК /ДПД и ее имуществом осуществляется руководителем объектовой ДПК /ДПД имеет право совещательного голоса при учредителе /учредителях.

Деятельность ДПК /ДПД, их структура, права и обязанности работников и добровольных пожарных определяется ФЗ №100, Уставом ДПК /ДПД (в случае их регистрации в качестве юридического лица или Положениям об объектовой ДПК /ДПД (в случае, если регистрация их в качестве юридического лица не осуществлялась).

В соответствии со ст. 11 Федерального закона об общественных объединениях от 19 мая 1995 г. №82-ФЗ общественные учреждения могут регистрироваться или не регистрироваться в органах юстиции.

Таким образом, для создания общественного учреждения «ДПК /ДПД/ № от организации» необходимо — согласие собственника; учредительный договор, Устав ДПК /ДПД — в случае регистрации в органах юстиции; положение ДПК /ДПД/ — без регистрации.

Финансовое и материально-техническое обеспечение деятельности осуществляется за счет средств учредителя.

Имущество, используемое добровольной пожарной охраной, формируется посредством передачи имущества учредителя во владение, в аренду (или) в безвозмездное пользование на долгосрочной основе добровольной пожарной команде /ДПД/.

Физическое лицо приобретает статус добровольного пожарного с момента обязательной регистрации этого физического лица в реестре добровольных пожарных, который ведут ГУ МЧС России по субъектам РФ.

С работниками объектовых ДПК заключается трудовой договор, а с добровольными пожарными – гражданско-правовой договор на выполнение работ по участию в профилактике и /или/ тушении пожаров.

Материальное стимулирование, компенсации и льготы устанавливает учредитель в соответствии с гражданско – правовым договором.

Основные задачи добровольной пожарной охраны:

- осуществление профилактики пожаров;
- спасение людей и имущества при пожарах, оказание первой помощи пострадавшим:
- участие в тушении пожаров и проведении аварийно-спасательных работ.

Повышение пожарной безопасности и модернизация систем противопожарной защиты АЭС. Анализ состояния пожарной безопасности и противопожарной защиты АЭС. Правила пожарной безопасности ППБ-АС-2012 и Положение об отделах пожарной безопасности АЭС

Никифоров В.В.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Уровень пожарной безопасности АЭС должен обеспечивать выполнение общих критериев безопасности во всех режимах эксплуатации энергоблока (строительство, эксплуатация, вывод с эксплуатации), а также при проектных авариях, а именно:

- обеспечение безопасного останова реактора и поддержание его безопасности в состоянии останова во время и после пожара;
- сведение к минимуму радиоактивных выбросов в окружающую среду в случае пожара и обеспечение не превышения установленных пределов выбросов;
- обеспечение безопасности персонала в случае пожара на АС.

На АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» за последние 10 лет не произошло пожаров создавших угрозу для систем важных для безопасности, не допущены выбросы радиоактивных веществ и гибель людей при пожаре.

Общие сведения о штатных ложных срабатываниях АПС и АПТ по действующим энергоблокам АЭС. Штатных срабатываний АПС и АПТ в 2011 году — 3 случая (1 — КОЛ АЭС, 1 — КУР АЭС, 1 — КЛН АЭС). Ложных срабатываний — 9 , из них: 6 — НВ АЭС, 1 — КУР АЭС, 1 — СМО АЭС, 1 — РСТ АЭС): Корректирующие меры по предотвращению штатных и ложных срабатываний АПС и АПТ.

Анализ хода выполнения на АЭС предписаний Государственного пожарного надзора, «Плана мероприятий по повышению пожарной безопасности и модернизации систем противопожарной защиты АЭС на 2008-2012 годы», мероприятий по повышению пожарной безопасности энергоблоков АЭС по результатам выполненных анализов влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки, мероприятий по противопожарной защите АЭС по УДЛ Ростехнадзора.

Проверки выполнения мероприятий, соблюдения противопожарного режима на площадках сооружения и строительных городках ЛЕН АЭС-2, 3–4 э/б РСТ АЭС, 4 э/б КЛН АЭС, 1–2 э/б БЛТ АЭС. Участие в работе комиссий ОАО «Концерн Росэнергоатом» по проверке готовности 4 э/б КЛН АЭС к физпуску и по проверке эксплуатационной готовности 1 э/б НВО АЭС-2.

Выполнение на АЭС мероприятий по подготовке к летним пожароопасным периодам 2011 и 2012 годов.

Реализация в ОАО «Концерн Росэнергоатом» и МЧС России «Соглашения о взаимодействии в области обеспечения пожарной безопасности по предупреждению и тушению пожаров на действующих и строящихся атомных станциях». Совместное совещание 17–18 ноября 2011 года ОАО «Концерн Росэнергоатом» и МЧС России.

Координация деятельности по проведению единой технической политики обеспечения пожарной безопасности на всех этапах жизненного цикла АЭС.

Переработка с учетом современных требований ППБ-АС-2012 и Типовой программы подготовки персонала АЭС по пожарной безопасности.

Создание административных и организационных структур для обеспечения надежной и эффективной противопожарной защиты АЭС. Положение об отделах пожарной безопасности АЭС.

Материально-техническое обеспечение пожарных частей охраняющих АЭС.

Особенности осуществления ведомственного контроля пожарной безопасности на этапах проектирования и строительства АЭС

Сазыкин В.И.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

За период с 2009 по 2011 гг. на объектах градостроительной деятельности ОАО «Концерн Росэнергоатом» произошло 18 пожаров и загораний подлежащих государственному стат учету (РСТАЭС-6, БЕЛАЭС – по 6, ЛЕНАЭС-2 – 5 и на Воронежской АСТ – 1).

Создание отделов пожарной безопасности на строящихся АЭС. Взаимодействие с органами осуществляющими государственное регулирование безопасности на объектах атомной энергетики.

Права и обязанности должностных лиц государственного строительного надзора по проверке состояния пожарной безопасности на объектах строительства.

Рассмотрение и согласование градостроительной и проектно–сметной документации на строительство, капитальный ремонт, реконструкцию, расширение и техническое переоснащение организаций, зданий, сооружений. Раздел проектной документации «Пожарная безопасность». Основные замечания Главгосэкспертизы по результатам рассмотрения вопросов противопожарной защиты объектов строительства.

Создание объектовых пожарных подразделений к началу предпусковых наладочных работ и физическому пуску, к завозу на площадку строительства ядерного топлива. Распоряжение Правительства РФ от 23.04.2005 № 477-рс.

Нормативные и организационно-распорядительные документы по обеспечению пожарной безопасности на строящихся энергоблоках АЭС. О подготовке ведомственного нормативного документа по созданию, реорганизации, ликвидации пожарных подразделений, согласованного в установленном порядке с органами государственного регулирования безопасности при использовании атомной энергии для действующих и строящихся энергоблоков.

Положения договоров на сооружение энергоблоков АЭС между ОАО «Концерн Росэнергоатом» (Заказчик-застройщик) и Генеральными подрядчиками (в основном это ОАО «НИАЭП», «СПбАЭП», ОАО «Атомэнергопроект»).

Основные замечания и предложения выявляемые Службой пожарной безопасности ОАО «Концерн Росэнергоатом» в ходе проведения проверок состояния пожарной безопасности на новостройках.

Качество выпускаемых проектными организациями проектов организации строительства.

Выводы и предложения.

Повышение пожарной безопасности и модернизация систем противопожарной защиты Курской АЭС

Усик В.В.
Курская АЭС

На Курской АЭС находятся в эксплуатации 4 энергоблока РБМК-1000. Блоки приняты в эксплуатацию соответственно в 1976, 1979, 1983 и 1985 годах.

В процессе эксплуатации постоянно велись работы по повышению надёжности и уровня безопасности энергоблоков на основе опыта эксплуатации атомных станций и требований вновь вводимых нормативных документов.

С разработкой и введением в действие «Противопожарных норм проектирования атомных станций» (ВСН 01-87), сформулировавших требования к системам пожарной безопасности с учётом особенностей технологического процесса АЭС, а также «Сводных мероприятий по повышению пожарной безопасности атомных станций» (СМПБ-88) работы по устранению имевшегося дефицита пожарной безопасности на Курской АЭС были активизированы. СМПБ-88 предписывали к выполнению на атомной станции более 30 мероприятий.

Реализация мероприятий потребовала проведения значительных объемов научно-исследовательских работ, к которым были привлечены проектные и исследовательских институты («Атомэнергопроект», ВНИИАЭС, ВНИИПО МЧС России и др.). В результате проведенных исследований были решены проблемы, связанные с внедрением новых систем и средств противопожарной защиты на действующих энергоблоках. В частности:

- использование материалов для огнезащиты металлоконструкций, с ранее нанесенными антикоррозионными эпоксидными покрытиями;
- обоснование способа дымоудаления из машинного зала и размещение большого количества вентиляционного оборудования в стесненных условиях действующих энергоблоков;
- замена состава «3,5», использовавшегося в установках газового пожаротушения кабельных помещений 1-го и 2-го энергоблоков атомной станции установки пожаротушения распыленной водой.

Предложенные СМПБ-88 мероприятия, с внесенными впоследствии эксплуатирующей организацией корректировками, были в полном объеме реализованы.

Согласно решению коллегии Госатомнадзора России от 30.01.96г. №1 и «Плану мероприятий по повышению пожарной безопасности действующих энергоблоков АЭС концерна «Росэнергоатом» на 2001-2007 годы» выполнен анализ влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание энергоблоков Курской АЭС. В целях устранения выявленных в результате анализа «уязвимых» мест, разработаны и утверждены в установленном порядке соответствующие программы повышения пожарной безопасности. В числе предусмотренных программами мероприятий:

- разделение теплоотражающими экранами насосного оборудование систем безопасного останова и расхолаживания реактора;
- установка противопожарных клапанов с пределом огнестойкости 1,5 часа в воздуховодах вентсистем;
- установка сертифицированных противопожарных дверей с пределом огнестойкости не менее 1,5 часа;
- замена сгораемого утеплителя пенополистирол в кровлях машинных залов.

Эти программы в полном объеме реализованы на 1-м и 2-м энергоблоках. На 3-м и 4-м энергоблоках выполнение мероприятий завершится в установленный срок – 2012г.

Основной вывод анализа — на энергоблоках Курской АЭС реализованы принципы безопасности, позволяющие обеспечить приемлемый уровень их противопожарной защиты (защита в глубину, со-

четание активных и пассивных средств, канальное построение систем безопасности, физическое и электрическое разделение компонентов, относящимся к разным каналам). При возникновении пожара в помещениях систем безопасности и смежных помещениях обеспечивается безопасная остановка и расхолаживание реактора.

Завершенная в прошедшем году классификация помещений, а также наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности позволяет продолжить работу по совершенствованию системы пожарной безопасности атомной станции на основании требований современных нормативных документов.

Особенности обеспечения безопасности при пожарах на оборудовании первого и второго контуров АЭС с реакторами БН

Лобанова Н.А., Лапина Т.Л.
ОАО «СПбАЭП»

Натрий, который используется в качестве теплоносителя быстрых реакторов, имеет ряд специфических физико-химических свойств. При температурах, соответствующих рабочим температурам натриевых систем, он горит в случае контакта с кислородом воздуха. При соприкосновении значительных количеств натрия и воды реакция сопровождается взрывом.

Однако среди горючих веществ натрий по интенсивности протекания процессов горения занимает одно из последних мест. Это снижает вредные эффекты горения и облегчает его тушение.

Основной вопрос пожарной безопасности реакторов с натриевым теплоносителем - это вопрос о масштабе возможного аварийного истечения натрия. Многочисленными исследованиями отечественных и зарубежных специалистов и опытом эксплуатации натриевых систем быстрых реакторов было показано, что при правильном выборе систем контроля течь натрия должна быть обнаружена на начальной стадии аварии.

Используется несколько типов *систем обнаружения течей и горения натрия*, построенные на разных физических принципах, а именно:

- система обнаружения дыма;
- система обнаружения замыкания на «землю» электронагревателей;
- система обнаружения радиоактивных натриевых аэрозолей;
- система измерения температуры газовой среды помещения с натрием.

Пожаротушение и предотвращение горения вытекающего натрия обеспечивается, в основном, пассивными средствами. Это в первую

очередь, страховочные кожухи, облицовки помещений (в которых они могут возникнуть) листовой сталью, метод самотушения, системы сливного пожаротушения.

Активные методы пожаротушения предусматривают наличие аварийной пожарной вытяжной вентиляции, а также принудительную подачу огнетушащих сред и материалов к очагу горения.

Анализ течей натрия на реакторах. Концепция «течь перед разрушением» (ТПР)

Самый важный вывод из анализа течей натрия на РУ состоит в том, что ни одна из течей и ни один из возникших случаев горения натрия не угрожали ядерной безопасности реактора и не привели к серьезному ухудшению радиационной обстановки. Ни одна течь натрия на реакторах не повлекла за собой разрушение строительных или технологических конструкций.

Как правило, течи имели небольшие объёмы, подавляющее большинство течей было обнаружено на ранних стадиях их возникновения, что говорит о раннем обнаружении течей и свидетельствует в пользу реалистичности концепции ТПР.

Проектные решения по обеспечению безопасности при пожарах на оборудовании 1-ого и 2-ого контуров АЭС с реакторами БН-800

В соответствии с требованиями норм должен быть разработан комплекс технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности АЭС, предусматривающий:

- защиту от опасных факторов пожара систем (элементов), важных для безопасности;
- обеспечение управления системами безопасности, перевода реактора в подкритическое состояние, удержания реактора в подкритическом состоянии, отвода тепла от реактора;
- контроль состояния реакторной установки во время и после пожара;
- защиту персонала от воздействия опасных факторов пожара;

При проектировании противопожарной защиты натриевых помещений применяются следующие принципы:

- пожарная безопасность в помещениях, где используется натрий, обеспечивается с учетом максимальной проектной аварии для каждого помещения;
- уменьшение вероятности контакта горячего натрия с кислородом воздуха при течах натрия;
- недопущение контакта натрия с водой, водяным паром и недопущение образования взрывоопасных концентраций водородно-воздушных смесей;

Ранее обнаружение течи и начала горения натрия I и II контура осуществляется с помощью аспирационной автоматической системы

пожарной сигнализации. Система прошла опытную эксплуатацию в течение 1,5 лет на БН-600, и имеет после результатов испытаний во ФГУ ВНИИПО МЧС России разработанные «Рекомендации по оборудованию объектов помещений АЭС, в которых возможно возгорание натрия, пожарными извещателями», 2010.

В качестве дополнительных средств обнаружения пожара в данных помещениях рассматриваются:

- система контроля замыкания на «землю» нагревателей, которыми снабжены все натриевые трубопроводы;
- система контроля появления радиоактивных аэрозолей в воздуховодах вытяжной вентиляции;
- система измерения температуры газовой среды помещения.
- промтелевидение (бокс парогенераторов).

Расчетный анализ пожара в натриевых помещениях

В ходе проектирования АЭС с реактором БН-800 выполнялся расчетный анализ пожара в натриевых помещениях 1-ого и 2-ого контуров. При этом условие горения натрия принято в виде лужи. Для проектных аварий оценивались результаты возможного горения в виде капель.

Результатом данной работы стали рекомендации по проектированию противопожарной защиты натриевых помещений, которые в свою очередь были положены в основу специальных технических условий на разработку противопожарной защиты натриевых помещений АЭС с реактором БН-800.

Подсекция 1.4
ОБРАЩЕНИЕ С РАО И ОЯТ, ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Направление
ОБРАЩЕНИЕ С РАО. ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Отработка процесса демонтажа графитовой кладки с применением имитационной трехмерной модели

Чуйко Д.В., Былкин Б.К., Шапошников В.А., Тихоновский В.Л., Бунто П.А., Юшицин К.В., Михайлов Д.П.
ЗАО «НЕОЛАНТ»

В докладе приводятся результаты исследований применения имитационного моделирования для отработки технологических процессов демонтажа кладки реактора АМБ-100 Белоярской АЭС.

Под термином «Объект» понимается технически сложный промышленный объект, например, АЭС, блок АЭС, система энергоблока АЭС и пр.

Основная задача имитационной модели – обеспечить детальную отработку демонтажным персоналом выбранного сценария осуществления технологической операции. Также имитационная модель должна позволять на основе имеющихся отработанных технологических операций оптимизировать их выполнение и подбирать наиболее оптимальные сценарии.

Ввиду того, что проектные решения, предлагаемые для разборки реактора АМБ-100, не отрабатывались ранее на практике, необходимо было произвести проверку возможности демонтажа графитовой кладки реактора в соответствии с предложенной последовательностью технологических операций и используемого оборудования.

Применение имитационной модели позволило выбрать наилучшие проектные решения, оптимизировать проект ВЭ по заданным критериям, верифицировать его на предмет соответствия установленным требованиям, обеспечить программный комплекс для детального обучения и подготовки персонала.

В ходе создания имитационной модели, ещё до стадии её применения для проверки предлагаемых технологических операций, был сделан вывод о необходимости замены концепции применения одного дистанционно управляемого мобильного роботизированного

устройства (МРУ) со сменой насадок в процессе работы на применение нескольких МРУ каждого со своей насадкой.

По результатам проверки первой редакции технологии разборки кладки, показано, что с помощью предложенной технологической последовательности доступно для извлечения около 30% блоков верхнего слоя кладки. Остальные блоки слоя кладки реактора недоступны так как доступ к ним перекрывается конструкцией предложенного защитного укрытия над реакторным пространством. В качестве решения проблемы предложено заменить конструкцию защитного укрытия с фиксированным опорным каркасом и съёмными крышками на поворотную конструкцию с одним широким отверстием, с тем, чтобы исключить мешающие извлечению блоков коллизии манипулятора МРУ и опорных конструкций.

Ещё одна выявленная в ходе проработки технологии проблема - доступность блоков обеспечивается только при отсутствии козловых аварий со слипанием трех и более блоков вместе. При наличии таких аварий слипшиеся блоки извлечь невозможно независимо от их расположения из-за нехватки грузоподъемности МРУ. В качестве решения предложено применение раскалывания образовавшихся агрегатов блоков, для чего следует либо предусмотреть дополнительное МРУ со специальной насадкой типа «отбойный молоток», либо обеспечить необходимую прочность насадки-захвата с тем, чтобы её можно было использовать также и для этих целей.

Таким образом, применение информационных технологий имитационного моделирования позволило уже на ранней стадии проработки проекта выявить принципиальные проблемы применения предложенных технических решений, тем самым избежать существенных необоснованных затрат, а также усугубления состояния аварийного блока при попытке их реализации.

Кондиционирование и переработка фильтров очистки воздуха, загрязненных радиоактивными веществами

Шевченко С.М.
ГУП МосНПО «Радон»

На протяжении более 50 лет фильтры, выработавшие свой ресурс, размещают на временное хранение. В процессе очистки воздуха от радиоактивных веществ в год образуются тысячи фильтров, которые являются радиоактивными отходами. При размещении на хранение такого количества фильтров необходимы большие объемы хранилищ для радиоактивных отходов, что требует больших финансовых вложений в строительство хранилищ и их обслуживание.

Единственным препятствием для переработки фильтров является унос радиоактивных веществ при их разборке, фрагментации, сортировке и упаковке перед отправкой на переработку. В 2010 году вопрос о переработке фильтров становится острым в связи с ограниченными ресурсами хранилищ ТРО и изменившейся концепцией хранения РАО. Производственное помещение для разборки и фрагментации фильтров имеется, необходимо решить вопрос о возможности проведения данных видов работ путем обеспечения пылеподавления и исключения утечки радиоактивных веществ. В этом же году в ГУП Мос НПО «Радон» проводится ряд исследований и экспериментов по возможности кондиционирования фильтров для обеспечения безопасной разборки, фрагментации и подготовки упаковок для переработки радиоактивных материалов, входящих в состав фильтров. К середине 2010 года было найдено техническое решение данной проблемы, разработана технология, а так же разработан и смонтирован стенд, на котором проведены экспериментальные исследования. Проведены работы по обеспылеванию фильтров загрязненных радиоактивными веществами. Во второй половине 2010 года разработана и смонтирована опытная установка для обеспылевания фильтров очистки воздуха марок ФЛ-1, Д-13, Д-19. Основная задача обеспыливания фильтров – исключение поступления радиоактивных веществ в виде пыли в рабочие помещения при проведении фрагментации фильтров и сортировки фрагментов, с последующей подготовкой упаковок для переработки. После обеспыливания проводится фрагментация фильтров и сортировка фрагментов, с последующим формированием упаковок для переработки методами прессования в бочке (подпрессовки) и прессования под большим давлением (суперкомпактированием) для негорючих радиоактивных отходов, методами сжигания и плазменного сжигания (пиролиза) для горючих радиоактивных отходов. Переработка радиоактивных отходов вышеперечисленными методами направлена на сокращение объема РАО. Радиоактивные отходы после переработки направляются на кондиционирование, с целью перевода радиоактивных отходов в форму пригодную для длительного хранения, после чего размещают на длительное хранение.

Основным результатом опытного кондиционирования фильтров на сегодняшний день является экспериментально доказанная и практически осуществленная возможность кондиционирования фильтров с целью максимального сокращения объема радиоактивных отходов методами сжигания и прессования. В результате коэффициент сокращения объема отходов составляет от 7 до 50. В 2011 г. переработано фильтров ФЛ — 94 шт., фильтров Д — 76 шт.

Хранение кондиционированных РАО на АЭС. Продление срока службы первичных упаковок с кондиционированными РАО до 50 лет

Голубева О.В., Петров В.А.
ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей», Санкт-Петербург
Григорьев В.А., Бродецкий В.Н.
Курская АЭС, г. Курчатов
Наливайко Е.М., Росновский С.В.
Нововоронежская АЭС, г. Нововоронеж
Васильев В.Г.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В настоящее время в хранилищах Нововоронежской, Смоленской, Калининской, Курской и Балаковской АЭС находятся в эксплуатации первичные упаковки (контейнеры, бочки) с кондиционированными РАО.

В связи с выработкой части упаковок назначенного срока службы появилась необходимость проведения обследования их технического состояния с целью оценки остаточного ресурса и продления назначенного срока службы или принятия решения о перетаривании первичных упаковок.

Установлено, что хранение контейнеров с кондиционированными РАО на АЭС осуществляется во временных или специализированных хранилищах. Очевидно, что в различных хранилищах условия эксплуатации упаковок, в части факторов влияющих на скорость коррозии, различны. Кроме того, в процессе затаривания упаковок и при их последующем хранении имели место отступления от требований по эксплуатации, которые могли привести к увеличению скорости коррозионных повреждений и, соответственно, к снижению ресурсных показателей.

По результатам выборочного визуально-измерительного контроля установлено, что основным повреждающим фактором первичных упаковок с кондиционированными РАО явилась локальная равномерная коррозия на участках отслоения лакокрасочного покрытия. Разработанные критерии отбраковки первичных упаковок с РАО базировались на сопоставлении фактических остаточных толщин стенок контейнеров и минимально допустимых толщин [S_{min}], определенных из условий прочности с учетом прогнозируемого коррозионного утонения в течение продлеваемого срока службы.

При обосновании срока эксплуатации первичных упаковок браковочные критерии рассчитывались с учетом прогнозируемой максимальной скорости коррозии металла упаковок принятой $v = 0{,}017$ мм/год. Измеренная фактическая толщина основных элементов упаковок на

продлеваемый срок эксплуатации должна быть не меньше принятых критериев.

Прогнозируемый срок службы отдельных элементов упаковок определялся исходя их номинального значения исходной толщины $[S_i]$, минимально допустимой остаточной толщины и принятого максимального прогнозируемого значения скорости коррозии v по зависимости:

$$[\tau] = \frac{S_н - [S_{\min}]}{v_к}.$$

Результаты материаловедческих исследований, показали, что техническое состояние первичных упаковок с кондиционированными РАО, а также условия их хранения в специализированных хранилищах являются удовлетворительными. Согласно проведенным исследованиям и разработанным критериям назначенный срок службы первичных упаковок с кондиционированными РАО, находящихся на хранении в специализированных хранилищах, может быть продлен сверх назначенного срока службы при условии проведения выборочных комиссионных обследований технического состояния в соответствии с разработанным Регламентом обследования.

Перспективы применения обработки первого контура цинком при подготовке энергоблоков РБМК к выводу из эксплуатации

Петров А.А., Европин С.В., Юрманов В.А., Белоус В.Н., Григорович С.М., Хандамиров Ю.Э., Юрманов Е.В.
ОАО «НИКИЭТ»

В ближайшее время предстоит подготовка к выводу из эксплуатации (ВЭ) энергоблоков АЭС, исчерпавших проектный ресурс с учетом продления срока службы. За 5 лет до окончательного останова энергоблока должен быть составлен проект ВЭ. При ВЭ образуется большое количество радиоактивных отходов, сравнимое с их накоплением за весь период работы. Дезактивации оборудования реакторного контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ) энергоблока РБМК-1000 приводит к образованию более 5 тысяч м^3 высокосолевых коррозионно-агрессивных жидких радиоактивных отходов (ЖРО). Согласно урокам инцидента на Игналинской АЭС в октябре 2010 года даже после окончательного останова реактора и выгрузки топлива проведение жесткой химической дезактивации КМПЦ может приводить к коррозионным и радиационным проблемам. Риск этих проблем исключен лишь при отсутствии проведения жестких химических дезактиваций КМПЦ, что по опыту зарубежных АЭС возможно благодаря усовершенствованию водно-химического

режима первых контуров посредством обработки технологического контура микродобавками цинка. Технология микродозировок цинка в теплоноситель более 25 лет успешно применяется на кипящих и реакторах с водой под давлением зарубежных АЭС, как с целью подавления коррозии и коррозионного растрескивания, так и для улучшения радиационной обстановки и снижения дозозатрат. Дозирование цинка перед ВЭ упростит подготовку энергоблока к демонтажу и утилизации.

На основе анализа зарубежного опыта и экспериментальных исследований ОАО «НИКИЭТ» разработаны предложения по технологии дозирования цинка на российских АЭС с использованием оксида цинка отечественного производства, что исключит необходимость проведения контурных дезактиваций.

С целью определения необходимой продолжительности дозирования цинка перед окончательным остановом энергоблока следует использовать данные обследований радиационного состояния. При работе реактора на мощности во избежание генерации радионуклида ^{65}Zn целесообразно применять цинк, обедненный по изотопу ^{64}Zn. Использование более дешевого цинка природного изотопного состава возможно при обработке контура после окончательного останова реактора. Для реализации предложения о дозировании цинка необходимо в рамках подготовки энергоблока к ВЭ выполнить расчетно-экспериментальное обоснование оптимального варианта.

Предварительные оценки показали целесообразность использования технологии дозирования цинка на завершающем этапе эксплуатации энергоблоков РБМК перед окончательным остановом. Затраты на ее внедрение будут существенно меньше расходов на мероприятия по ВЭ при использовании традиционных технологий химических дезактиваций реакторного оборудования и трубопроводов.

Следует рассмотреть целесообразность применения дозирования цинка на заключительной стадии эксплуатации перед ВЭ и для других отечественных реакторов.

Отверждение радиоактивных отработанных ионообменных смол с предварительной термической обработкой

Олейник М.С., Епимахов В.Н.
ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова», г. Сосновый Бор

В России в качестве связующего для отверждения радиоактивных отработанных ионообменных смол (ИОС) наибольшее распространение получили битумы и цементы. При этом битумные компаунды при высокой степени наполнения (до 50 % по сухой массе) являются

горючими, а цементные из-за способности ИОС к изменению объема при изменении влажности имеют небольшую степень наполнения (для портландцемента до 10 % по сухой массе). Сжигание же радиоактивных ИОС для последующего отверждения зольного остатка из-за выделения галогенов при разложении сополимера стирола и дивинилбензола, являющегося основой матрицs ионитов, требует применения в печах специальных коррозионностойких материалов и сложной высокоэффективной газоочистки.

Рассмотрена термообработка радиоактивных отработанных ионообменных смол при температурах до 400 °С с целью потери ими способности к набуханию и исследованы продукты термообработки. Установлено, что подобная термообработка позволяет в 1,5 раза повысить степень включения смол в глиноземистые цементы, без снижения прочности отвержденных продуктов. При термообработке достигается разрушение ионообменных групп смол, что снижает в десятки раз выщелачиваемость радионуклидов из продуктов их отверждения. Вместе со смолой могут включаться в цемент и конденсаты парогазовой фазы продуктов ее термообработки, для окисления дурнопахнущих органических веществ, в которых может использоваться $KMnO_4$. Следовательно, термообработка ИОС обеспечивает не только сокращение объема отвержденных отходов, но и повышает их экологическую безопасность. Так, из расчета на 200-литровые блоки максимальный выход радиоцезия из цементных компаундов с добавкой вермикулита для исходной смолы может составить до 8 %, а с термообработанной смолой не более 0,2 % от первоначальной активности. Аналогично выход по радиостронцию за счет термообработки смолы также снижается не менее, чем в десятки раз.

Оптимизация состава неорганического связующего для отверждения концентратов жидких радиоактивных отходов АЭС с реакторами типа РБМК

Олейник М.С., Епимахов В.Н.
ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова», г. Сосновый Бор

В России наибольшее распространение для отверждения концентратов жидких радиоактивных отходов АЭС получило битумирование, обеспечивающее максимальное наполнении отвержденных продуктов по солям и их высокую водостойкость. Однако высокая пожароопасность битумных компаундов, особенно в присутствии таких окислителей как нитраты, заставляет обратить более пристальное внимание на использование для этих целей пожаробезопасных неорганических вяжущих материалов. В докладе рассмотрено использование неорга-

нических (портландцементных и шлакощелочных) связующих для отверждения натурных концентратов ЖРО Смоленской АЭС. При этом за счет введения сорбционных добавок (вермикулита и глины) обеспечивалась прочность фиксации в отвержденных продуктов, не уступающая битумным компаундам. Неорганические связующие наиболее эффективны при отверждении не самих кубовых остатков от упаривания ЖРО (до 250 г/л солей, в основном нитратов), а осадков, накопившихся за время эксплуатации АЭС на дне емкостей хранилищ ЖРО. Кроме того, рассмотрена возможность включения в отверждаемый кубовый остаток дополнительных радиоактивных отходов - отработанного фильтрперлита и золы от сжигания целлюлозно-бумажных радиоактивных отходов.

Из-за постоянного доупаривания (вплоть до 400 г/л) декантатов на АЭС из этих хранилищ объемы осадков постоянно растут. В то же время битумирование на типовых роторно-пленочных аппаратах этих осадков, в отличие самих кубовых остатков, вызывает определенные затруднения (пригары, абразивный износ и т.д.). В результате даже на АЭС, имеющих установки битумирования, осадки накапливаются практически за весь период эксплуатации станции, и использование для их кондиционирования неорганических вяжущих представляет реальный интерес.

Оптимизация технологии переработки радиоактивных трапных вод ядерных энергетических установок

Епимахов В.Н., Олейник М.С., Панкина Е.Б., Глухова М.П., Смирнов В.Д.
ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова», г. Сосновый Бор

При эксплуатации ядерных энергетических установок образуются жидкие радиоактивные отходы различной засоленности: бессолевые (воды бассейнов выдержки, организованные протечки контура, конденсаты и др.), малосолевые, так называемые, «трапные» воды (собираемые в систему трапов неорганизованных протечек контура, протечки охлаждающей воды, обмывочные воды и др.), высокосолевые (дезактивационные воды, регенераты, лабораторные сбросы и др.) и содержащие поверхностно-активные вещества (ПАВ) воды спецпрачечных и саншлюзов.

Существующие технологии переработки радиоактивных трапных ЯЭУ, включающие механическую фильтрацию, упаривание и ионообменную доочистку требуют модернизации. Включение в технологическую схему очистки трапных вод ультрафильтрации и обратного осмоса, позволяет существенно уменьшить объем отходов, поступающие на упаривание, и снизить, таким образом, нагрузку на ионообменные фильтры по органическим загрязнениям.

Так, эксплуатируемая в НИТИ им. А.П. Александрова технология переработки радиоактивных трапных вод на модульной мембранно-сорбционной установке обеспечивает как получение очищенной воды, пригодной для сброса в открытые водоемы, так и отверждение на модульной установке цементирования радиоактивных концентратов, пригодных для безопасного захоронения. Технологическая схема упаривания дополнена модулями обратноосмотического концентрирования и цементирования. Для трапных вод, солесодержание которых определяется в первую очередь природными гидрокарбонатными, сульфатными и хлоридными солями, повышение солесодержания концентратов с 35 до 200 г/л практически не сказывается на качестве цементных компаундов. Даже при солесодержании 400 г/л с добавкой ПАВ в количестве до 12,5 % от массы солей эти цементные блоки удовлетворяют требованиям безопасного захоронения.

Влияние способа формовки носителя на характеристики сорбента радиоактивного йода

Епимахов В.Н., Мысик С.Г., Олейник М.С., Четвериков В.В.
ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова», г. Сосновый Бор

Для удаления летучих форм радионуклидов йода (элементарный йод и йодорганические соединения) из газовых сред предприятий атомной промышленности необходимы сорбенты, которые удовлетворяют следующим требованиям:

1. Имеют высокую эффективность удаления летучих форм йода из газов при всех возможных параметрах газовой среды как при нормальной эксплуатации, так и в аварийной ситуации;

2. Являются влагостойкими, кислотостойкими, термостойкими и имеют высокую механическую прочность.

Известно большое количество сорбентов для удаления радиоактивного йода и его соединений из газовых сред. Однако все они имеют определённые недостатки: низкая термостойкость, высокая зависимость эффективности выделения радионуклидов йода от влажности газа, экологически «грязная» технология и т.п. Большинство йодных сорбентов представляют собой композиции, состоящие из пористой подложки — носителя и нанесённой на неё активной составляющей. В качестве носителей используют синтетические керамические материалы, силикагели, активированные угли, молекулярные сита, медные стружки и т.д. Во многом свойства сорбента определяются химическим составом и структурно-прочностными характеристиками носителя.

Для приготовления носителя была использована композиция, состоящая из природных алюмосиликатов - глин каолинового происхождения, соединений магния и гидросиликатов натрия.

Технологическая схема приготовления носителя включала ряд операций:

1. измельчение исходных компонентов;
2. смешение в определённых соотношениях исходных компонентов и приготовление формовочной массы;
3. гранулирование массы;
4. активацию гранул в минеральной кислоте;
5. промывку гранул;
6. провяливание и термообработка гранул.

На полученный носитель наносили активную составляющую.

Структурно-прочностные характеристики синтезированных носителей и сорбентов представлены в таблице.

Следует также отметить, что носитель, полученный по методу прессования и сорбент на его основе обладают почти вдвое большей механической прочностью на раздавливание, что важно при загрузке в фильтры большой емкости.

Таким образом, при синтезе носителя сорбента радиоактивного йода предпочтительным является применение метода прессования с последующим окатыванием гранул.

Сорбент на основе разработанного носителя нашёл применение на АЭС и используется в ряде организаций, работающих с радиоактивными материалами.

Экономические аспекты вывода блоков атомных станций из эксплуатации

Бероев Т.Ю., Зимин В.К., Жигина А.Я.
ОАО «ВНИИИАЭС»

Расчет стоимости подготовки и вывода блоков АС первого поколения из эксплуатации на основе актуализированной «Методики расчета стоимости подготовки и вывода блоков АС из эксплуатации», утвержденной в 2012 году приказом ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Настоящая Методика является документом первого уровня. Более подробный расчет, с углубленной проработкой перечня единичных работ, которые можно оценить по стоимости, трудоемкости и трудозатратам разрабатывается в документах второго уровня по каждому направлению (виду) деятельности при подготовке и ВЭ блоков АС:

- дезактивация оборудования, помещений, поверхностей, загрязненных в процессе эксплуатации;
- демонтаж оборудования, зданий, сооружений, систем на площадке АС;
- обращение с РАО;

- демонтаж крупногабаритного оборудования на примере парогенераторов.

На основании вышеназванных документов разрабатывается электронная программа расчета стоимости, включающая базу данных, необходимых для расчета стоимости работ по подготовке и ВЭ.

В рамках реализации практических работ по расчету стоимости подготовки и ВЭ блоков АС разрабатывается Программа расчета стоимости вывода из эксплуатации блоков АС ОАО «Концерн Росэнергоатом», включая базу первичных данных, состоящих из отдельных справочников:

- сводного классификатора работ по видам деятельности;
- инвентарного перечня оборудования, в привязке к помещениям, с учетом уровня загрязнения помещений, оборудования и систем;
- расчет удельной стоимости работ, удельной численности персонала, занятого в работах по ВЭ;
- разработка нормативов трудоемкости работ, связанных с работами по ВЭ, с учетом международного опыта;
- расчет объемов и стоимости обращения со всеми видами РАО, полученными в результате подготовки и ВЭ блоков АС;
- расчет стоимости вывода из эксплуатации хранилищ радиоактивных отходов;
- расчет стоимости работ по дезактивации оборудования, поверхностей, помещений и рекультивация площадки до состояния «коричневой лужайки» и т.д.

После завершения работ по сбору и обработке первичной информации возможности Программы могут быть неограниченными, так как расчеты можно будет проводить для различных типов реакторов, с определенными сроками демонтажа:

- отложенный демонтаж;
- срочный демонтаж;
- захоронение на месте и прочие варианты.

Основной проблемой является сложность наполнения базы данных первичной информацией справочников и классификатора работ, так как основная часть информации находится на рабочих местах атомных станций.

Физические и химические способы регулирования свойств цементных компаундов на основе борсодержащих жидких радиоактивных отходов

Горбунова О.А., Камаева Т.С.
ГУП МосНПО «Радон», г. Сергиев Посад

Известно, что для активного управления структурой и свойствами цементных компаундов широко применяют различные химические

и минеральные добавки. Включаясь в структуру цементных матриц, ряд добавок способны увеличить скорость твердения цементных компаундов, нейтрализовать мешающие схватыванию и твердению компоненты жидких радиоактивных отходов (ЖРО), фиксировать (сорбировать) определенные радионуклиды. При отверждении ЖРО стремятся к минимальным эффективным дозировкам добавок, чтобы не увеличивать затраты и объем конечных цементных компаундов, подлежащих длительному контролируемому хранению. Однако в случае цементирования борсодержащих ЖРО, образующихся на АЭС с реактором ВВЭР, требуемое стехиометрическое количество щелочных добавок, нейтрализующих кислую реакцию соединений бора, достигает значительных количеств.

Применение для кондиционирования борсодержащих ЖРО метода цементирования требует дополнительных научно обоснованных решений. Возможны как химические, так и физические способы регулирования свойств цементных компаундов на основе борсодержащих ЖРО.

Изучено влияние современных добавок строительной отрасли – диатомита, кварцевой муки, биокремнезема и комплексной упрочняющей добавки (Denka Super Cement®, Япония) на сроки схватывания, прочность и скорость выщелачивания радионуклидов ^{137}Cs из цементных компаундов на основе борсодержащих ЖРО. Установлено, что применение данных упрочняющих и сорбирующих радионуклиды добавок в количестве 10 % от массы ЖРО при цементировании (Р/Ц=0,6) позволяет сократить сроки схватывания и твердения борсодержащих радиоактивных цементных растворов с 15–56 суток до нескольких десятков минут, на порядок снизить скорость выщелачивания радионуклидов.

Изучена возможность регулирования свойств цементных компаундов с борсодержащими ЖРО не только химическим (с добавками) способом, но и физическим – при обработке борсодержащих ЖРО в вихревом смесителе под действием электромагнитного вращающегося поля. Ионометрией и ИК-спектроскопией установлено, что электромагнитная обработка борсодержщих ЖРО в вихревом поле изменяет pH растворов и форму соединений бора в составе ЖРО, позволяя после 30–60-секундной электромагнитной обработки цементировать кислые борсодержащие ЖРО без щелочных нейтрализующих добавок. Для сокращения операций отделения и дезактивации многократно используемых в вихревом смесителе активаторов-ферромагнитных частиц, рассмотрена возможность их замены на высокодисперсные (30–50 мкм и 30–80 нм) порошки оксидов железа, остающиеся после электромагнитной обработки в растворе с ЖРО. Сканирующей электронной микроскопией и рентгенофазовым анализом установле-

но, что высокодисперсные порошки оксидов железа выступают при твердении цементного компаунда дополнительным фактором, упрочняющим цементную матрицу за счет направленной кристаллизации гидроалюмоферритов кальция.

Методические и метрологические аспекты применения технологии радионуклидного вектора для обеспечения категоризации отходов АЭС по радиационному фактору

Пырков И.В., Коротков А.С.
ОАО «ВНИИАЭС»

Обращение с отходами АЭС, содержащими радионуклиды, требует знания удельных активностей радионуклидов, на основании значений которых выполняется категоризация отходов по радиационному фактору. По результатам категоризации отходы должны быть отнесены к радиоактивным (РАО) или нерадиоактивным; РАО, в свою очередь, также разделяются на категории по активности радионуклидов. От категории отходов зависят способы обращения и захоронения, при этом затраты на обращение и захоронение для разных категорий отходов отличаются на порядки величины.

В России, как и в большинстве стран, ответственность за измерение, категоризацию и документирование характеристик отходов лежит на предприятии-производителе — то есть на АЭС [1]. Многие радиационно-опасные долгоживущие радионуклиды, содержащиеся в отходах, относятся к числу сложнонодетектируемых. К ним относятся чистые бета-излучатели (например, ^{63}Ni, ^{3}H, ^{90}Sr), чистые альфа-излучатели (ряд радиоизотопов U, Pu), гамма-излучатели низких энергий (^{241}Am) или рентгеновского диапазона энергий (^{55}Fe). Для идентификации этих радионуклидов и измерения их активностей необходимо вскрывать каждую упаковку с отходами и выполнять отбор проб для дальнейшего радиохимического анализа с применением сверхчувствительных лабораторных методов и соответствующего оборудования. Этот требует огромных затрат и крайне непрактично при больших объемах накопленных и образующихся отходов, характерных для АЭС.

Альтернативный подход, позволяющий значительно снизить затраты на измерения при сохранении приемлемой достоверности результатов, основан на установлении и обосновании устойчивых соотношений или зависимостей удельных активностей радионуклидов для каждого типа отходов [2]. При этом активность сложнодетектируемых радионуклидов устанавливается по активности реперного радионуклида (как правило, гамма-излучателя с достаточной энергией

на распад — например, ^{60}Co, ^{137}Cs) исходя из полученной зависимости. Этот подход принято называть технологией радионуклидного вектора (nuclide vector) или технологией коэффициента масштабирования (scaling factor).

Для применения указанной технологии в большинстве случаев необходима эмпирическая оценка, которая позволяет автоматически учесть различные факторы (в том числе процессы образования радионуклидов в активной зоне, их переноса и накопления в различных системах и помещениях АЭС) путем установления на основе репрезентативных данных зависимости между реперным и сложнодетектируемым радионуклидом.

В докладе представлены возможные объекты применения указанной технологии, решаемые посредством нее задачи, примеры применения технологии за рубежом и в России, а также предложения по совершенствованию на основе данной технологии методического и метрологического обеспечения радиационного контроля и категоризации отходов АЭС.

Подготовка к выводу из эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС

Кузнецов А.Н., Котыков Р.Н.
Ленинградская АЭС

На Ленинградской АЭС эксплуатируются 4 энергоблока с водографитовыми реакторами канального типа на тепловых нейтронах (РБМК) электрической мощностью 1000 МВт каждый. Пуск в эксплуатацию первого блока осуществлен в 1973 году, четвертого энергоблока в 1981 году. Назначенный срок эксплуатации энергоблоков – 30 лет.

В настоящее выполнена модернизация и продление срока эксплуатации всех четырех энергоблоков Ленинградской АЭС.

Получены лицензии на эксплуатацию блоков сверх проектного срока эксплуатации:

Блок	Дата пуска, год	Дата окончания назначенного срока эксплуатации, год	Дата продлённого срока эксплуатации, год	Лицензия на эксплуатацию	Срок действия лицензии на эксплуатацию
1	1973	2003	2018	ГН-03-101-2249	21.12.2016
2	1975	2005	2020	ГН-03-101-2250	11.11.2020

Блок	Дата пуска, год	Дата окончания назначенного срока эксплуатации, год	Дата продлённого срока эксплуатации, год	Лицензия на эксплуатацию	Срок действия лицензии на эксплуатацию
3	1979	2009	2029	ГН-03-101-2220	31.01.2025
4	1981	2011	2031	ГН-03-101-2471	26.12.2025

Основные задачи и направления деятельности Ленинградской АЭС по подготовке энергоблоков к выводу из эксплуатации определены следующими нормативными документами:

- НП-001-97 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций ОПБ-88/97» (ПНАЭ Г-01-011-97);
- НП-012-99 «Правила обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации блока атомной станции»;
- РБ-013-2000 «Требования к содержанию программы вывода из эксплуатации блока атомной станции»;
- Концепция вывода из эксплуатации ядерных установок, радиационных источников и пунктов хранения, утв. Генеральным директором Государственной Корпорации «Росатом» 26.02.2008;
- Концепция подготовки и вывода из эксплуатации энергоблоков атомных станций ОАО «Концерн Росэнергоатом», утв. Генеральным директором ОАО «Концерн Росэнергоатом» 17.12.2010.
- Объектовая концепция вывода из эксплуатации Ленинградской АЭС, утв. Генеральным директором ОАО «Концерн Росэнергоатом» в 2011 году;

В соответствии с НП-001-97 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций ОПБ-88/97» и НП-012-99 «Правила обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации блока атомной станции» эксплуатирующая организация, не позднее чем за 5 лет до истечения проектного срока службы энергоблока атомной станции, должна обеспечить разработку программы вывода из эксплуатации. Программы вывода из эксплуатации разработаны для всех четырех энергоблоков Ленинградской АЭС в 2000-2005 г.г.

В настоящее время в 2011 – 2012гг. проводятся работы по пересмотру Программ вывода из эксплуатации энергоблоков № 1, 2 Ленинградской АЭС. В 2012-2013 гг. запланирован пересмотр Программ вывода из эксплуатации энергоблоков №№ 3, 4.

Согласно «Объектовой концепции вывода из эксплуатации Ленинградской АЭС» в качестве основного варианта вывода из эксплуатации

рассмотрен вариант «Немедленный демонтаж с отложенной разборкой реактора».

Основные причины выбора варианта:

- отсутствие принятого обоснованного метода обращения с отработавшим реакторным графитом;
- снижение количества образующихся при демонтаже радиоактивных отходов и дозовых нагрузок на персонал при выполнении демонтажных работ за счет частичного распада радионуклидов.

Основными первоочередными задачами по подготовке к выводу из эксплуатации Ленинградской АЭС являются:

- комплексное обследование текущего состояния первого блока;
- выполнение ТЭИ различных вариантов ВЭ блока № 1;
- выполнение работ по оценке, обоснованию и обеспечению ресурсных характеристик зданий, сооружений, систем и оборудования остающихся в работе на этапах подготовки к ВЭ и ВЭ первого блока;
- подготовка и представление в Ростехнадзор комплекта документации для получения лицензии на эксплуатацию первого блока, остановленного для вывода из эксплуатации;
- разработка и реализация мероприятий по обращению с ОЯТ;
- дальнейшее формирование базы данных по выводу из эксплуатации блоков;
- создание дополнительных технологий по переработке эксплуатационных РАО;
- создание и внедрение перспективных технологий дезактивации оборудования, трубопроводов, помещений.

Контейнеры для радиоактивных отходов низкого и среднего уровня активности

Давиденко Н.Н.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Сорокин В.Т.
ОАО «Головной институт «ВНИПИЭТ», Санкт-Петербург
Гатауллин Р.М., Меделяев И.А.
ОАО «345 механический завод», г. Балашиха

В свете реализации концепции контейнерного хранения кондиционированных РАО, принятой ОАО «Концерн Росэнергоатом», коллективом ОАО «345 механический завод» совместно с ОАО «ГИ «ВНИПИЭТ» и ОАО «26 ЦНИИ» по заказу концерна «Росэнергоатом», разработаны контейнеры типа НЗК из композиционных материалов на основе бетона для радиоактивных отходов низкого и среднего уровня

активности. Оригинальность их конструкции подтверждена патентами Российской Федерации на изобретения. Они отвечают требованиям нормативных документов по безопасности при обращении с радиоактивными отходами и по своим защитным, прочностным и ресурсным характеристикам не уступают зарубежным аналогам и сертифицированы в системе ОИТ для атомной энергетики.

Контейнер типа НЗК предложен Ростехнадзором РФ как элемент системы упорядоченного безопасного хранения радиоактивных отходов на площадках АЭС, а также как элемент упаковки для захоронения радиоактивных отходов.

Первым представителем этого класса упаковочных комплектов является контейнер НЗК-150-1,5П, предназначенный для размещения в нем четырех бочек объемом 0,2м^3 каждая, или 1,5м^3 твердых или отверждённых отходов. Контейнер разработан с учетом нормативных требований для стадий долговременного хранения, транспортирования и захоронения. Последующие модификации упаковочных комплектов типа НЗК разрабатывались с учетом специфики конкретных видов отходов, методов их переработки и размещения в контейнере.

Разработана техническая документация на технологический модуль по производству контейнеров, технологический модуль для герметизации контейнера после заполнения радиоактивными отходами, технологическая оснастка, легкие сборно-разборные хранилища для упакованных контейнеров типа НЗК-150-1,5П, утепленное сборно-разборное хранилище для размещения оборудования технологического модуля герметизации контейнера.

Собственное производство реализовано в виде проекта технологического модуля по производству невозвратных железобетонных защитных контейнеров НЗК и может быть изготовлено и поставлено «под ключ» в любой регион страны в место расположения объектов атомной энергетики Госкорпорации «Росатом». При этом стоимость серийного производства выпускаемых контейнеров в 2 – 2,5 раза ниже зарубежных аналогов.

Представлена информация об использовании металлических контейнеров типа КРАД и КМЗ, разработанных в ОАО «345 механический завод» для размещения низкоактивных отходов навалом или в виде прессованных брикетов и бочек, отвержденных отходов в виде цементного или битумного компаунда, а также бочек по 4 или 6 штук с целью хранения, транспортирования и захоронения.

Представлен опыт использования бетонных и металлических контейнеров при кондиционировании отходов и практика обращения с упаковками на ряде предприятий отрасли.

Создание корпоративного уровня отраслевой информационной системы вывода из эксплутации ядерно- и радиационно-опасных объектов (ОИС ВЭ ЯРОО)

Морозов М.А.
ЗАО «НЕОЛАНТ», Москва

Цель ОИС ВЭ ЯРОО – с применением современных информационных систем и информационного обмена, обеспечить достаточную и актуальную информацию для выполнения работ по ВЭ на каждом уровне функционирования системы (корпоративном, интеграционном и локальном).

В настоящее время с каждым годом нарастает актуальность задачи ВЭ ЯРОО. Подходит истечение проектных и продленных сроков эксплуатации ЯРОО. Возникает необходимость:

- разработки технологий по ВЭ, накопление опыта и реализации информационного взаимодействия организаций и специалистов в области ВЭ;
- предоставление актуальной инженерно-технической информации о состоянии ЯРОО для бюджетирования работ по подготовке к ВЭ и ВЭ ЯРОО;
- определения приоритетности выполнения работ, формирования программ ЯРБ, стратегических планов по ВЭ и реализации механизмов для планирования и контроля выполнения работ по подготовке к ВЭ и ВЭ ЯРОО;
- развитие инфраструктуры для осуществления работ по ВЭ;
- совершенствование нормативно-правовой базы в области ВЭ;
- унификация нормативно-справочной информации для использования в информационных системах ВЭ на каждом из уровней, для реализации задач информационного обмена;
- разработки методик и регламентов порядка выполнения работ по ВЭ, требований к информационной поддержке на каждом уровне функционирования системы.

Для реализации перечисленных задач создаётся корпоративный уровень ОИС ВЭ ЯРОО для обеспечения информационной поддержки по следующим направлениям:

- создание единого реестра ЯРОО и предоставление инженерно-технической информации о ЯРОО для целей оценки стоимости ВЭ, определения приоритетности работ по ВЭ;
- управление портфелем проектов по ВЭ в рамках реализации программ ВЭ, формирование общего перечня мероприятий по ВЭ ЯРОО;

- формирование электронного архива документов по ВЭ, в рамках выполнения мероприятий по ВЭ;
- создание отраслевой базы данных технологий по ВЭ и знаний в области ВЭ;
- создание публичного портала для российских и международных организаций с предметной информацией по ВЭ;
- геоинформационное представление данных для целей моделирования потоков перемещения РАО образующихся в рамках ВЭ, учёт социально-экономических факторов при ВЭ.

Проект реализуется в рамках ландшафта корпоративных систем Госкорпорации «Росатом», с использованием функциональности смежных проектов.

Иммобилизация кубовых остатков АЭС

Муратов О.Э.
ООО «ТВЭЛЛ», Санкт-Петербург
Степанов И.К.,
Ленинградское отделение СЗТО ФГУП «РосРАО», г. Сосновый Бор

В настоящее время наиболее распространенной технологией иммобилизации ЖРО, получаемых в результате процессов дистилляции или упаривания, является их омоноличивание. Однако получение компаундов, отвечающих требованиям ГОСТ Р 51883-2002 при омоноличивании КО, концентрации радионуклидов и солей в которых в 60-300 раз превышает их содержание в исходных ЖРО, относится к числу проблемных и до конца не апробированных технологий. Значительные различия солесодержания, наличия разнообразных органических веществ и ПАВ в составе ЖРО АЭС с реакторами различных типов, предприятий «РосРАО» и др. также не позволяет применять универсальную технологию для омоноличивания КО.

Для отверждения высокосолевых концентратов ЖРО, содержащих органику и ПАВ, в целях подготовки их к захоронению предлагается использовать матричные составы на основе магнезиального вяжущего. Выбор магнезиального композиционного материала основан на исключительных свойствах отвержденного компаунда, в частности:

- Высокая механическая прочность, на 1-2 порядка превышающая прочность бетонов;
- Высокая адгезия к минеральным и органическим веществам, что позволяет использовать в качестве наполнителей практически любые вещества;

- Повышенная плотность по сравнению с бетонами (2900–3200 кг/м^3), поэтому толщина слоя половинного ослабления гамма-излучения ниже на 14-18 %;
- Высокое содержание химически связанной воды – более 40 %.

Для экспериментального обоснования использования матричных материалов на основе магнезиального вяжущего использовалась магнезиально-минерально-солевая композиция (ММСК), основными компонентами которой являются:

- Порошок магнезитовый каустический – магнезиальное вяжущее;
- Хлористый магний – отвердитель;
- Зола, молотый металлургический шлак, барит и т.п.

Особо следует отметить, что использование в качестве наполнителя золы существенно не изменяет физико-химических свойств отвержденного компаунда. Так, при включении до 40 масс. % золы обеспечивается нормативная (ГОСТ Р 51883-2002) прочность отвержденного компаунда.

Для разработки технологического процесса, позволяющего изготавливать компаунды, отвечающие требованиям их качества по ГОСТ Р 51883-2002, исследовались различные сорбенты на цезий, последовательность введения компонентов в приготавливаемый компаунд, а также соотношение основных компонентов при приготовлении компаундов. Качество компаундов на соответствие нормативным требованиям определялось по их механической прочности и скорости выщелачивания для цезия-137.

В качестве РАО использовались КО от установки дистилляции ЖРО спецпрачечной с солесодержанием 600 г/л, активность которых примерно поровну обусловлена цезием-137 и стронцием-90, при незначительном присутствии кобальта-60 (1-2 %). В качестве сорбента на цезий применялись растворы гексацианоферрата калия и азотнокислого никеля, образующие при смешении труднорастворимое соединение ферроцианид никеля-калия, а для увеличения степени наполнения компаундов солями вводили хлорид кальция для связывания фосфатов, оксалатов и силикатов в труднорастворимые соединения.

По результатам экспериментов достигнуто надежное (скорость выщелачивания по цезию-137 $2 \cdot 10^{-5}$ г/см^2·сут) отверждение КО, содержащих до 30 % органических веществ, со степенью включения сухих радиоактивных солей 35–37%.

Электрохимическая дезактивация металлических поверхностей с помощью мобильной установки

Николаев А.Н., Карлина О.К., Юрченко А.Ю., Карлин Ю.В.
ГУП МосНПО «Радон»

При выводе из эксплуатации оборудования и помещений нередко возникает необходимость очистки металлических поверхностей громоздкого лабораторного оборудования и устройств, локально загрязненных радиоактивными веществами. Демонтаж загрязненного оборудования для вывоза на переработку бывает трудоемким и радиационно-опасным. Кроме того, часто требуется дезактивация локально загрязненных радионуклидами действующих помещений и лабораторного оборудования.

В МосНПО «Радон» разработана мобильная установка электрохимической дезактивации металлических поверхностей непосредственно в местах расположения дезактивируемых объектов и при минимальном участии персонала. Основным элементом установки является специальное электродное устройство, способное, за счет вакуумирования, надежно удерживаться на горизонтальных, наклонных и вертикальных поверхностях без дополнительных фиксирующих приспособлений.

Дезактивация металла осуществляется за счет анодного растворения поверхностного слоя, содержащего радионуклидное загрязнение, с одновременным удалением радионуклидов-загрязнителей вместе с отработанным дезактивирующим раствором и травильным шламом. В качестве дезактивирующих растворов можно использовать широкий диапазон составов, определяемых состоянием обрабатываемой поверхности – наличием лакокрасочных покрытий, масла, а также степенью коррозии металлических поверхностей. Установка электрохимической дезактивации была испытана при дезактивации металлического оборудования, имеющего радиоактивное загрязнение различной природы и разного уровня активности. Испытания проводились на лабораторном оборудовании радиохимической лаборатории, выводимой из эксплуатации и на поверхностях различной природы и типа загрязнения: нержавеющей стали, нержавеющей стали, подвергшейся коррозионному разрушению, нержавеющей стали, покрытой толстым слоем сажи и смолистых веществ – продуктов сжигания органических радиоактивных отходов. Установка позволяет проводить дезактивацию в различных режимах: анодном, катодном и реверсивном. Коэффициент дезактивации за 1 цикл длительностью 15 мин составлял от 10^2 до 10^3.

Установка для электрохимической дезактивации металлических поверхностей имеет преимущества и перспективу дальнейшего развития и применения за счет обеспечения:

- проведения процесса дезактивации в месте нахождения загрязненного объекта;
- проведения дезактивации на горизонтальных, наклонных и вертикальных поверхностях;
- масштабирования процесса за счет изменения площади электродного устройства и мощности сопутствующего оборудования;
- возможности обработки изогнутых поверхностей и деталей оборудования с помощью гибкого электродного устройства;
- возможности проведения процесса в анодном, катодном и реверсивном режиме для дезактивации поверхностей, склонных к пассивации;
- дистанционного проведения процесса, что позволяет сократить время пребывания персонала в условиях повышенных уровней мощности доз радиоактивного излучения.

Разработка средств контроля и защиты персонала АЭС, занятого дезактивацией оборудования и отходов концентрированным озоном

Обвинцева Л.А., Беликов И.Б., Цыркина Т.Б., Шепелев А.Д., Аветисов А.К.
ФГУП «Научно-исследовательский физико-химический институт им. Л.Я.Карпова»
Юрманов В.А., Юрманов Е.В.
ОАО «НИКИЭТ»

В связи с современными требованиями экологической безопасности и с целью сокращения накопления отходов на АЭС внедряются озоновые технологии. Перспективность применения озона для переработки отходов с высоким содержанием органики подтверждена опытом многих АЭС мира. Например, на Кольской АЭС озонирование используется при переработке радиоактивных отходов, а на АЭС Хамаока применение озона не только повысило эффективность дезактивации первого контура, но и обеспечило при этом минимальное количество образующихся отходов.

Традиционные технологии дезактивации реакторного оборудования для достижения высокой эффективности предусматривают высокие концентрации реагентов и большое количество циклов многостадийной обработки, что обуславливает образование большого количества отходов.

Озоновые технологии дезактивации в этом отношении обладают уникальными достоинствами. Во-первых, в качестве сильнейшего окислителя озон эффективен при концентрациях, которые на 3 порядка ниже концентраций всех других применяемых с этой целью

окислителей, включая перманганат калия, а также соли церия и ванадия. Во-вторых, высокая скорость процесса отмывки достигается без поведения периодической замены отработанного раствора, что преумножает количество отходов и расход дорогостоящих реагентов. В-третьих, собственно озон не только не дает вклада в образование дополнительных отходов, но и при определенном усовершенствовании технологического процесса дезактивации на заключительном этапе используется для разложения органических компонентов дезактивирующего раствора (щавелевой кислоты и др.), тем самым значительно сокращая объем отходов.

Озон относится к токсичным веществам первого класса опасности, поэтому при работе озонаторного оборудования ограничивается его концентрация в воздухе рабочей зоны (100 мкг/м^3). Для контроля содержания озона в воздухе производственных помещений перспективно использование анализаторов на основе полупроводниковых сенсоров, которые широко используются в различных областях газового анализа благодаря их сравнительно низкой стоимости, малым габаритам, простоте применения, высокой чувствительности и быстродействию.

В докладе представлены результаты разработки портативных газоанализаторов на основе полупроводниковых сенсоров для контроля содержания озона в воздухе производственных помещений, а также, результаты разработки и испытаний перспективных фильтрующих тонковолокнистых материалов для оснащения средств индивидуальной и коллективной защиты органов дыхания персонала одновременно от озона и аэрозолей.

Использование плазменной шахтной технологии для переработки радиоактивных отходов атомных электростанций

Полканов М.А., Горбунов В.А., Сороколетова А.Н., Кобелев А.П., Лифанов Ф.А.

ГУП МосНПО «Радон», г. Сергиев Посад

В ГУП МосНПО «Радон» создана и эксплуатируется опытно-промышленная установка «Плутон», обеспечивающая плазменную переработку ТРО сложной морфологии в печи шахтного типа с производительностью 200÷250 кг/час, 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.

В 2007 году ГУП МосНПО «Радон» получил разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ на переработку твердых радиоактивных отходов низкого

и среднего уровней активности плазменным методом, и с 2008 года ведет плановую переработку ТРО на установке «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 % негорючих компонентов (строительный мусор, стекло, грунт, ил, донные отложения, металлический скрап, теплоизоляционные материалы и т.п.). Суммарная влажность отходов может достигать 40% при влажности отдельных упаковок до 90 %. Удельная активность ТРО, принимаемых на термическую переработку, ограничивается, согласно условиям действия лицензии, значениями $2{,}2\times10^5$ Бк/кг по α- излучающим радионуклидам и $3{,}7\times10^6$ Бк/кг по β-излучающим радионуклидам.

В 2009 – 2011 годах плазменным методом в шахтной печи установки “Плутон” были переработаны такие неудобные для других высокотемпературных технологий отходы, как активированный уголь, неорганические сорбенты и донные отложения (ил), выгруженные из аппаратов очистки ЖРО и сборников стоков системы спецканализации. Эти виды отходов характеризуются высоким содержанием влаги (до 90 %), в сухом остатке илов доля органических веществ достигала 50 %.

С 2011 года на установке “Плутон” начата переработка ТРО смешанной морфологии, поступивших в ГУП МосНПО “Радон” с Курской АЭС в бочках емкостью 200 л в подпрессованном виде. ТРО КуАЭС содержали значительную долю негорючих компонентов (30–35 масс. %, в основном, грунт). После извлечения из бочек и переупаковки в крафт-мешки средняя плотность отходов составила 0,25 т/м^3, что в 1,5–2 раза выше среднего значения плотности некомпактированных отходов, поступающих на переработку плазменным методом. Коэффициент сокращения первоначального объема отходов после размещения продукта переработки в невозвратном защитном контейнере составил 24, что обусловлено повышенной плотностью и большим содержанием негорючей составляющей в переработанных отходах.

Переработка кубовых остатков АЭС

Савкин А.Е.
ГУП МосНПО «Радон»

Кубовые остатки АЭС (КО) представляет собой растворы с общим солесодержанием до 500 г/л и объемной активностью 10^6 – 10^8 Бк/л. Основной вклад в общую активность КО вносят радионуклиды цезия - ^{134}Cs, ^{137}Cs (90-98%); кобальта - ^{58}Co, ^{60}Co; марганца – ^{54}Mn; и др.

В результате эксплуатации АЭС накоплены огромные количества КО. Емкости для их хранения практически на всех станциях заполнены на 70% и более. Сложившаяся ситуация требует срочного разрешения этой проблемы. Традиционные методы переработки КО не позволяют сократить объемы радиоактивных отходов, направляемых на хранение.

Сотрудниками ЗАО «РАОТЕХ», ГУП МосНПО «Радон», ЗАО «Альянс – Гамма» и ряда других организаций разработана технология и пущена в промышленную эксплуатацию установка очистки кубовых остатков (КО) Кольской АЭС от радионуклидов. По этой технологии КО очищают от радионуклидов, а с очищенным от радионуклидов раствором после получения сухих солей обращаются как с промышленными отходами. Это позволяет кардинально уменьшить объемы радиоактивных отходов, направляемых на хранение.

Для очистки КО Кольской АЭС от радионуклидов используют озонирование, фильтрацию и селективную сорбцию на ферроцианидах. Как правило, использование этих методов позволяет снизить объемную активность накопленных КО (Бк/л) с 10^8 по ^{137}Cs и 10^6 по ^{60}Co до < 110 и < 410 в конечном растворе, соответственно, что отвечает нормативным требованиям. Однако при переработке некоторых типов КО в результате указанной переработки объемная активность конечного раствора по ^{60}Co составляет 700 – 7000 Бк/л, что значительно превышает установленные нормативы. Это существенно снижает эффективность использования установки очистки.

Для решения этой проблемы были опробованы новые режимы обработки с введением добавок. Работы проводили в два этапа: на 1-ом этапе - на имитаторе КО, в качестве которого использовали очищенные от основной доли радионуклидов КО Кольской АЭС и раствор плава Кольской АЭС, а так же смесь указанных растворов с кубовым остатком Калининской АЭС. На втором этапе работы проводили на проблемных кубовых остатках I – очереди Кольской АЭС из ЕКО-1,2,3, переработка которых в штатном режиме не обеспечивает необходимой очистки по Co^{60}.

В ходе работ в некоторых режимах на имитаторах и реальных КО Кольской АЭС достигнута необходимая очистка по Co^{60}. По результатам работ даны рекомендации по использованию разработанного режима обработки КО для установки А5 Кольской АЭС.

Результаты применения технологии лазерного сканирования для целей создания исполнительной трехмерной модели промплощадки Ленинградской АЭС

Сальников Н.В.
ЗАО «НЕОЛАНТ»

Технология лазерного сканирования, появившаяся в России в начале текущего десятилетия, сегодня стала если не традиционной, то, по крайней мере, известной многим геодезистам, изыскателям и проектировщикам, работающим в различных областях промышленности.

Широкое применение технология лазерного сканирования находит как в странах Западной Европы и Северной Америки, так и в России в задачах связанных с трехмерным моделированием сложных промышленных комплексов и объектов: химическая, нефтехимическая промышленность и нефтеперерабатывающее производство, предприятия энергетики (в особенности атомные электростанции), металлургическое и целлюлозно-бумажное производство. Потребность в данной технологии сформировалась в атомной энергетике Франции для целей восстановления утраченной проектной документации по действующим АЭС.

Суть технологии лазерного сканирования заключается в определении пространственных координат точек поверхности объекта. Это реализуется посредством измерения расстояния до всех определяемых точек, горизонтальных и вертикальных углов с помощью лазерного безотражательного дальномера.

В первом приближении, алгоритм хода работ по лазерному сканированию и получению итоговой базы данных результирующего «облака точек» представлен следующим образом:

- Установка параметров сканирования (область съемки, расстояние до объекта, разрешение, фильтры данных и т.д.);
- Сканирование и контроль процесса в режиме реального времени;
- Фотосъемка отдельных участков объекта (для уточнения деталей).
- Первичный анализ полученных данных (проведение контрольных измерений, оценка полноты съемки и т.д.).
- Сшивание данных, полученных с нескольких пунктов стояния сканера в единое «облако точек».
- Позиционирование результирующего «облака точек» согласно существующей трехмерной модели.
- Преобразование модели точек в формат, необходимый конечным пользователям.

В рамках выполненной работы ЗАО «НЕОЛАНТ» выполнена актуализация существующей трехмерной модели зданий 401, 602 и промплощадок первой и второй очередей Ленинградской АЭС в части,

важной для целей предварительной отработки процедур и технологий при выводе из эксплуатации, с применением наземного лазерного сканирования.

Интеграция программно-технических комплексов при проектировании объектов по обращению с РАО

Усов Д.В.
ООО НПП «РАДИКО», г.Обнинск

В докладе представлено комплексное решение задач радиационного контроля на примере промежуточного хранилища РАО с размещенными техническими средствами для выполнения характеризации отходов. Результатом применения системного подхода при проектировании явилась интегрированная система радиационная контроля (ИСРК), включающая в себя в качестве элементов систему радиационного контроля, систему измерения и характеризации радиоактивных отходов и информационную систему учета радиоактивных отходов.

Помимо типовых задач радиационного контроля решаемых СРК (контроль помещений, персонала и окружающей среды) ИСРК включает в себя:

- установки для измерения, паспортизации и характеризации упаковок радиоактивных отходов различных габаритов и конфигурации;
- информационную систему учета, обеспечивающую централизованное управление упаковками с радиоактивными отходами на всех этапах цикла обращения с РАО (образование отходов, измерение и характеризация, временное хранение, захоронение).

Информационная интеграция систем измерения и учета отходов предоставляет оператору расширенные возможности по учету и управлению упаковками, а также обеспечивает формирование различного рода отчетной документации.

Разработка установки паспортизации для контейнеров НЗК

Усольцев В.Ю., Кузнецов С.Ю., Шевчик А.А.
ЗАО «ИНТРА»

Для определения характеристик РАО типичного для АЭС состава предпочтительно использовать экспрессные методы, которые не изменяют ни состояние, ни форму, ни физические и химические характеристики РАО, не требуют отбора и подготовки проб.

Неразрушающие методы контроля РАО реализованы рядом российских и зарубежных фирм. Их можно подразделить на две группы: на основе полупроводниковых или сцинтилляционных спектрометров.

Полупроводниковая спектрометрия при лабораторном использовании имеет несомненное преимущество, выражающееся в высоком энергетическом разрешении спектрометрического тракта. Это позволяет определять активность при практически неограниченном количестве одновременно присутствующих в пробе нуклидов. Однако высокая стоимость таких установок, длительность экспозиции при измерениях и ряд других особенностей ограничивают использование полупроводниковых спектрометров для проведения рутинных технологических измерений.

При обращении с РАО на АЭС количество одновременно присутствующих в контейнере нуклидов не превышает четырех – шести. Подавляющую часть излучения при измерениях ТРО составляет комптоновское излучение, поэтому сцинтилляционные методы, учитывающие комптоновское излучение, являются предпочтительными. Невысокая (в сравнении с полупроводниковыми) стоимость сцинтилляционных детекторов позволяет использовать одновременно несколько детекторов, размещенных со всех сторон контейнера. Современные программные комплексы для сцинтилляционных спектрометров позволяют учитывать аппаратную форму спектра, повышая, таким образом, эффективность измерений, снижая время экспозиции без ущерба для точности измерений.

Контейнеры НЗК имеют большие габаритные размеры 1650x1650x1375 мм и толщину стенки 150 мм. С учетом возможной неоднородности размещения и высокого самопоглощения РАО в НЗК, необходимо измерять контейнер с трех или четырех сторон. Это влечет за собой либо одновременное использование как минимум трех таких установок при измерении контейнера, либо измерение одной установкой, поворачивая контейнер три-четыре раза. Использование в этом случае сцинтилляционных спектрометров – единственно возможный путь создание установки паспортизации НЗК по приемлемой стоимости без применения сложных устройств перемещения (вращения) контейнеров НЗК. Прототипом такой установки на примере бочек объемом 200 л служит установка УСР-01 «КРОТ» производства ЗАО «ИНТРА». Использование в программном обеспечении установки программ обработки сцинтилляционных спектров типа SAS Na M3, разработанных ЛРК-1 МИФИ, позволит достичь при этом необходимой точности измерений.

Технологии и техника для пенной дезактивации емкостного оборудования при эксплуатации и выводе из эксплуатации блоков АЭС

Черников М.А., Утробин Д.В.
ОАО «ВНИИНМ»

Разработка эффективных малоотходных методов дезактивации различных объектов, загрязненных радиоактивными веществами, является одной из важных и остро стоящих проблем. В настоящее время спрос на такие технологии должен существенно вырасти в связи:

- со значительным удорожанием стоимости удаления РАО,
- с развертыванием в отрасли работ по решению проблем «ядерного наследия»,
- с ускоренным вводом в строй новых мощностей АЭС, требующих инновационных решений в части эксплуатации радиационно загрязненных оборудования и территорий.

Метод пенной дезактивации наряду с высокой эффективностью характеризуется низким удельным расходом дезактивирующих растворов, возможностью высокопроизводительной обработки загрязненных поверхностей сложной конфигурации и большой площади.

В ОАО «ВНИИНМ» разработана установка пенной дезактивации в мобильном исполнении. Установка предназначена преимущественно для проведения мероприятий по дезактивации крупногабаритного, емкостного оборудования и помещений на радиохимических предприятиях и блоках АЭС.

Установка позволяет проводить полный цикл пенной дезактивации от генерации пены из пенного дезактивирующего раствора до промывки поверхности и сбора вторичных ЖРО.

Установка также может использоваться для пылеподавления, локализации загрязнений, генерировать высокоэффективные горячие пены.

Характеристики установки:

- производительность по пене — от 0,5 до 15 $м^3$/мин;
- кратность пен — от 10 до 1000;
- потребляемая мощность — до 1,5 кВт (220 В, 50 Гц);
- габаритные размеры Д×Ш×В — 1,0×0,5×1,2 м;
- масса — до 100 кг.

Разработан набор пенообразующих растворов на основе современных ПАВ, эффективных дезактивационных компонентов, специальных добавок, улучшающих свойства пен для дезактивации загрязнений, образованных разными радионуклидами:

- плутонием,
- ураном,
- цезием и стронцием.

Разработаны и успешно испытаны различные пенообразующие растворы для дезактивации слабофиксированных, пылевидных и сильнофиксированных радиоактивных загрязнений, для дезактивации поверхностей из нержавеющей, черной сталей, цветных металлов, пластиковых покрытий, бетона, кирпича, лакокрасочных покрытий.

Результаты использования накопленных отработавших фильтроматериалов для переработки кубовых остатков Ленинградской АЭС

Шмаков Л.В., Черемискин В.И., Тишков В.М., Черемискин С.В., Черникин А.В.
Ленинградская АЭС

На Ленинградской АЭС на протяжении ряда лет проводится работа по снижению объемов образующихся концентратов жидких радиоактивных отходов – кубовых остатков (КО). Для этого используются свойства накопленных отработавших фильтроматериалов (ФМ), при помощи которых выводятся и фиксируются соли из КО. Особенно актуальной эта работа стала в последние годы, т.к. в мае 2009 г. была остановлена установка битумирования КО и концентраты жидких радиоактивных отходов накапливаются в емкостях временного хранения без переработки и кондиционирования.

По разработанной технологии в ёмкости хранения отработавших ФМ, рабочим объёмом по 510 м^3 – 2 шт. и 3200 м^3 – 2 шт., порциями подается горячий КО с суммарным солесодержанием 150÷320 г/дм^3 непосредственно из двухкорпусных выпарных аппаратов, выдерживается 3÷30 суток, с последующей декантацией осветлённого раствора с суммарным солесодержанием 1÷15 г/дм^3. В течение периода отстаивания происходит процесс распространения солей по объёму фильтроматериалов в емкостях хранения, выпадения в осадок малорастворимых солей при остывании раствора, фиксирования солей в ионообменных смолах и микропорах фильтроперлита. Сводные результаты переработки КО с использованием отработавших ФМ за период с 2001 г. по 2011 г. представлены в таблице.

Масса фиксированных солей из кубовых остатков в отработавших фильтроматериалах по годам

№ п/п	Год	Масса солей, фиксированных в емкостях хранения ФМ, т
1	2001	65,2
2	2002	65,2
3	2003	247,2

Окончание табл.

№ п/п	Год	Масса солей, фиксированных в емкостях хранения ФМ, т
4	2004	130,7
5	2005	133,6
6	2006	125,1
7	2007	115,2
8	2008	171,2
9	2009	143,8
10	2010	86,23
11	2011	131,59
Итого:		**1414,9**

Суммарно за 11 лет в отработавших ФМ фиксировано 1415 т солей, что составляет 27% от суммарного поступления солей с жидкими радиоактивными отходами на комплекс переработки отходов. В процессе работы выявлено, что распределение фиксированных солей по компонентам отработавших ФМ составляет: фиксация в фильтроперлите по неизвестному механизму ~60%, в отработавших ионитах по механизму ионного обмена ~22%, образования малорастворимых осадков (шламов) ~10%, растворение солей в межзерновой воде, учитывая влажность ионитов ~8%. Экономический эффект составил 38 млн.руб/год.

Создание системы характеризации РАО в ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Черкесов А.Э., Тихоновский В.Л., Былкин Б.К., Шматов С.П.
ЗАО «НЕОЛАНТ»

В докладе приводятся основные задачи по созданию системы характеризации РАО на АЭС в ОАО «Концерн Росэнергоатом». Доклад составлен по результатам обследования текущего состояния информационной поддержки процессов обращения с РАО на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом»», проведённого ЗАО «НЕОЛАНТ».

Основная задача создания системы характеризации РАО – обеспечение информационной системы поддержки системы обращения с РАО (ИС ПСО РАО) достоверными сведениями для решения вопросов радиационной безопасности и повышение экономической эффективности системы обращения с РАО на АЭС как структурного элемента ЕГСО РАО (снижение финансовых затрат на переработку, кондиционирование и размещение РАО, на строительство и эксплуатацию хранилищ).

В докладе рассмотрено состояние комплексов характеризации РАО, применяемых на АЭС:

- наличие комплексов характеризации и их работоспособность;
- состояние методологического обеспечения проводимых измерений;
- наличие специализированных подразделений и квалифицированных специалистов;
- приведены примеры сравнительных измерений по отдельным партиям РАО, прошедшим характеризацию на предприятиях Концерна.

В материалах доклада показано, что:

- достоверное определение обязательного списка радионуклидов возможно только при использовании методов полупроводниковой спектрометрии с использованием ОЧГ детекторов;
- при отсутствии характеризации отвечающей современным требованиям её место занимают способы выполнения измерений, основанные на определении мощности дозы гамма излучения от поверхности упаковки, понятии «радионуклидного вектора» и расчёте корреляционных коэффициентов по отношению к реперному радионуклиду. Показано, что результаты реальной характеризации РАО на АЭС с различными типами реакторных установок не подтверждают предположений, которые лежат в основе методик выполнения измерений, инструкций по учету и контролю РВ и РАО на АЭС.

В докладе приведено экономическое обоснование необходимости создания системы достоверной характеризации для категорирования РАО на всех стадиях обращения.

По результатам обследования подготовлено предложения о разработке унифицированных требований к комплексам характеризации, включая их технические характеристики, точки применения в технологическом процессе, методологическому и метрологическому обеспечению системы, к интеграции систем характеризации с ИС ПСО РАО.

Оптимизация технологии управления ЖРО на АЭС с ВВЭР

Чугунов А.С., Винницкий В.А., Нечаев А.Ф.
Санкт-Петербургский ГТИ (ТУ)

В настоящее время на российских АЭС с реакторами ВВЭР находится на хранении более 100000 м^3 радиоактивных кубовых остатков выпарных аппаратов, до 75% массы которых приходится на долю кислородных соединений бора и 20–25% — на долю нитрата натрия. Цементирование этих отходов с последующей вечной изоляцией контейнеризованных радиоактивных компаундов потребует неприемлемо

высоких затрат. Выгоды, ожидаемые от применения испытываемой на Кольской АЭС технологии разделения концентратов на радиоактивную и химическую составляющие, далеко не очевидны (см. Чугунов А.С., Нечаев А.Ф. Известия СПбГТИ(ТУ), 2011, №10(36), с.32–38), а сама необходимость *перерабатывать* уже *переработанные* (упаренные) отходы недвусмысленно указывает на иррациональность принятой схемы обращения с ЖРО на АЭС.

Наиболее разумное решение задачи состоит, по-видимому, в том, чтобы минимизировать поступление борной кислоты в питательный поток выпарных аппаратов.

Это может быть достигнуто:

(а) изменением режима восстановления качества отработавшего анионита системы регенерации борной кислоты;

(б) использованием гидрокарбонатной формы высокоосновных анионитов вместо традиционной гидроксильной или

(в) замены фильтрующих загрузок на слабодиссоциирующие иониты.

В случае (а) минимизация поступления кислородных соединений бора в ЖРО достигается раздельной десорбцией хлорид- и борат-ионов, а в случаях (б) и (в) – за счет практически полного исключения сорбции борной кислоты анионитами.

В результате этих простых, относительно малозатратных, не требующих специального оборудования операций объем подлежащих хранению концентратов снижается в 3-4 раза, а борная кислота после доочистки может быть возвращена в технологический цикл.

Следующим логическим шагом на пути снижения объема концентратов является использование для регенерации катионитов систем СВО серной кислоты вместо азотной, что исключает образование нитрата натрия. Сернокислые регенераты направляются в простой роторный аппарат типа коллоидной мельницы, загруженной, к примеру, дробленым известняком. Доказано (см.Чугунов А.С., Проскурин В.М., Шибков С.Н., Нечаев А.Ф. Вода: химия и экология, 2010, 11, с. 33–37), что при этом наряду с нейтрализацией раствора происходит его очистка от сульфат-ионов, поливалентных катионитов и их радионуклидов с образованием труднорастворимого гипса.

Снижение солесодержания повышает эффективность извлечения из нейтрализованных стоков Cs-137 на селективных сорбентах, а образующийся радиоактивный осадок (преимущественно водный сульфат кальция) является естественной составляющей гипсоцементной матрицы для отверждения отходов.

Теоретические обоснования и экспериментальные доказательства осуществимости предлагаемой технологии детально обсуждаются в докладе.

Опыт дезактивации и вывода из эксплуатации радиационно-загрязнённых объектов ОАО «ВНИИНМ»

Кащеев В.А., Кузнецов А.Ю., Суханов Л.П., Черников М.А.
ОАО «ВНИИНМ»

Многолетняя деятельность ВНИИНМ им. А.А. Бочвара по выполнению атомных программ оборонного и гражданского назначения привела к радиоактивному загрязнению ряда исследовательских помещений и части территории института, накоплению радиоактивно-загрязнённого оборудования и материалов. Для решения проблемы «ядерного наследия» ВНИИНМ выделены значительные финансовые ресурсы, начаты практические работы по подготовке к выводу из эксплуатации наиболее загрязнённых объектов института и дезактивации загрязненного оборудования.

В докладе представлены результаты работ, выполненных во ВНИИНМ в 2010–2012 гг., анализируется полученный опыт, описано используемое оборудование, в т.ч. разработанные во ВНИИНМ установки электрохимической дезактивации с выносным электродом и ультразвуковой интенсификацией, установка пенной дезактивации, установка дезактивации грунтов и ряд других.

Рассмотрены различные аспекты сбора, учёта и переработки радиоактивных отходов (РАО), образующихся в ходе работ по дезактивации и выводу из эксплуатации, в свете требований Федерального закона «Об обращении с РАО» и других нормативных документов.

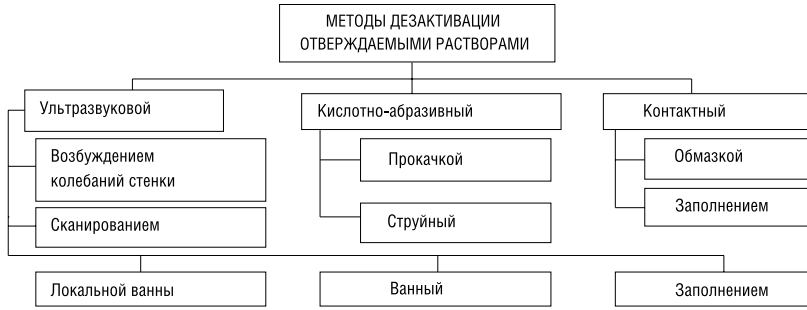
Накопленный в ОАО «ВНИИНМ» опыт и имеющаяся техническая база могут использоваться предприятиями, планирующими проведение аналогичных работ.

Дезактивация отверждаемыми растворами. Кислотно-абразивная дезактивация

Аксенов В.И., Кадников А.А., Минаев В.И., Шастин А.Г.
ОАО «Атомэнергоремонт», г. Мытищи
Щеклеин С.Е.
Уральский федеральный университет, Екатеринбург

Дезактивация отверждаемыми растворами — новый вид дезактивации, разработка методов которого в последнее время выполняется ОАО «Атомэнергоремонтом» совместно с Уральским федеральным университетом. Из самого названия этого вида дезактивации следует, что дезактивирующий раствор (суспензию) после выполнения дезактивации можно достаточно простым способом перевести в твердое состояние, а в некоторых случаях раствор в твердое состояние переходит самопроизвольно после слива его в емкость для хранения. Подбор

состава суспензии зависит от метода дезактивации. Методы, в той или иной степени исследованные к настоящему времени и прошедшие проверку на образах, вырезанных из оборудования и трубопроводов, длительное время проработавших в контурах первых и вторых блоков Белоярской и Нововоронежской станций, а также Курской АЭС, представлены на рисунке.



Компоненты раствора подбираются не только из соображений наибольшей эффективности и производительности дезактивации, но и из соображений получения наиболее стойкой к внешним воздействиям, образующейся из него твердой матрицы. На стойкость матрицы оказывают влияние и те физические и химические процессы, которые происходят в процессе дезактивации и отверждении раствора.

Дезактивация отверждаемыми растворами – наиболее универсальный, сравнительно простой в исполнении и эффективный вид дезактивации. Представлены возможные варианты и примеры использования этих методов для дезактивации коллекторов и трубных пучков парогенераторов и корпусов реакторов.

Подсекция 1.4
ОБРАЩЕНИЕ С РАО И ОЯТ, ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Направление
ОБРАЩЕНИЕ С ОЯТ

Обоснование безопасности ТУК-109 при многократной железнодорожной перевозке

Гуськов В.Д., Амелин А.М., Коротков Г.В.
ОАО «КБСМ», Санкт-Петербург

В работе рассмотрена прочность МБК при многократных использованиях ТУК на его основе для перевозок ОЯТ с атомных станций на переработку. Исследовано влияние транспортных циклических нагрузок на усталостную прочность металлоконструкций и бетона контейнера и повторяющихся температурных напряжений, связанных с нагревом МБК при загрузке и остыванием после выгрузки ОЯТ из ТУК, на снижение прочности МБК.

При анализе учитывается влияние всестороннего стеснения за счет армирования и оболочек деформаций бетона на повышение его прочностных характеристик и неупругие деформации сжатия бетона при тепловом воздействии (эффект Пикетта), связанные с быстро натекающими деформациями ползучести.

Показано, что при транспортных циклических нагрузках элементы конструкции металлобетонного контейнера имеют очень большие запасы по усталостной прочности. Действующие при нагревах и остываниях температурные напряжения не приводят к нарастанию трещин в бетоне. Трещиностойкость бетона полностью обеспечивается.

Дополнительно рассмотрено снижение несущей способности МБК при различных воздействиях, в том числе при аварийных падениях ТУК во время транспортирования, за счет гипотетической возможности появления трещин в наружных слоях бетона между наружным армокаркасом и наружной оболочкой. Показано, что даже при такой ситуации несущая способность МБК практически не снижается.

Таким образом, при воздействии транспортных циклических нагрузок и переменных температурных воздействий прочность ТУК МБК полностью обеспечена, в том числе при возможных аварийных

падениях. Транспортирование таких ТУК с ОЯТ РБМК-1000 можно осуществлять без какого-либо ограничения по числу перевозок.

Новые технические решения по созданию транспортного упаковочного комплекта для хранения и транспортирования ОЯТ ВВЭР-1000 с повышенными характеристиками

Гуськов В.Д., Коротков Г.В., Амелин А.М., Воронцов В.В., Ходасевич К.Б., Пономарев А.Н.
ОАО «КБСМ», Санкт-Петербург

В докладе представлена новейшая разработка транспортного упаковочного комплекта ТУК-146 для длительного хранения и транспортирования ОЯТ реактора ВВЭР-1000, выполненная ОАО «КБСМ» на конкурсной основе по заказу Минобрнауки в соответствии с контрактом с Петрозаводским государственным университетом.

Создание нового транспортного упаковочного комплекта для хранения и транспортирования ОЯТ реакторов ВВЭР-1000/1200, отвечающего всем современным нормам Российской Федерации по безопасности и рекомендациям МАГАТЭ, экономичного и конкурентоспособного, учитывающего перспективы развития атомной энергетики является одной из приоритетных задач, стоящих перед Госкорпорацией «Росатом» в рамках выполнения федеральной целевой программы по обеспечению ядерной и радиационной безопасности на период до 2015г. и на период до 2025 г.

Все используемые в настоящее время отечественные ТУК для ОЯТ ВВЭР-1000 и транспортные средства для их перевозки были созданы в 60-70 гг. прошлого века. Парк контейнеров близок к исчерпанию или уже исчерпал свой проектный ресурс, морально устарел, не отвечает современным требованиям безопасности, в том числе требованиям МАГАТЭ, предъявленным к ТУК нового поколения.

Другой особенностью, влияющей на безопасность эксплуатации существующих ТУК, являются проектные характеристики ТВС, внедряемых в настоящее время в реакторах ВВЭР-1000, которые существенно превышают характеристики ранее использовавшихся ТВС.

Третьей особенностью существующих ТУК для хранения и транспортирования ОЯТ ВВЭР-1000 является их сравнительно высокая стоимость. При необходимости воспроизводства ТУК, с целью замены отработавших свой срок, потребуются значительные финансовые средства.

Для обеспечения вывоза ОТВС с АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и реакторами ВВЭР-1200, а также с зарубежных АЭС на ГХК в перспективе до 2015 года необходимо создание и ввод в эксплуатацию в 2016 г. дополнительного количества новых ТУК и железнодорожных средств для их перевозки.

Достигнутые результаты в отечественной металлургии и имеющийся зарубежный опыт показали, что в настоящее время одним из экономически выгодных является создание контейнера на основе высокопрочного чугуна с шаровидным графитом, производство которого в России освоено на ЗАО «Петрозаводскмаш» при научном сопровождении ГНЦ РФ ОАО «НПО «ЦНИИ ТМАШ». Этими предприятиями накоплен большой опыт по созданию технологии его производства и контроля качества. При разработке ТУК-146 использован также опыт по созданию семейства ТУК на основе металлобетонных контейнеров.

В обосновании безопасности ТУК-146 даны основные положения по обоснованию его ядерной и радиационной безопасности, герметичности, прочности, тепловых режимов, надежности при нормальной эксплуатации сроком до 50 лет и в аварийных ситуациях, а также приведен целый ряд новых конструктивных решений.

Реализация «пилотного» проекта по организации замкнутого топливного цикла РБМК-1000. Вывоз пучков твэлов некондиционных ОТВС РБМК с энергоблока №2 Ленинградской АЭС на ФГУП «ПО Маяк» для переработки

Черемискин И.В., Дмитриев П.С.
Ленинградская АЭС

Работы по вывозу ПТ восьми некондиционных ОТВС РБМК с энергоблока №2 Ленинградской АЭС на ФГУП «ПО Маяк» выполнялись с целью обеспечения выполнения работ по проекту «Обеспечение безопасного обращения с отработавшим ядерным топливом РБМК. Обоснование переработки» и проверки на ФГУП «ПО Маяк» технологии переработки некондиционных ОТВС РБМК-1000.

Для опытной переработки отобраны штатные рабочие ОТВС Ленинградской АЭС: восемь основных и три запасных на случай невозможности разделки какой-либо из основных. Суммарная масса урана в восьми ОТВС составляет приблизительно 920 кг, что соответствует массе одной загрузки аппарата-растворителя на ПО «Маяк». Некондиционность ОТВС, предполагаемых к поставке на переработку в составе опытной партии, заключается в негерметичности одного или нескольких твэлов без разрушения конструкции пучка.

К моменту начала реализации проекта на Ленинградской АЭС был накоплен достаточно большой опыт по вывозу ПТ ОТВС РБМК-1000 в ОАО ГНЦ «НИИАР» на исследования. Однако, существовавшая на тот момент технология разделки ОТВС на ПТ и загрузки ПТ в вагон-контейнер ТК-11 достаточно длительная, и была не пригодна для применения в условиях ФГУП «ПО Маяк».

Для перевозки опытной партии ПТ некондиционных ОТВС РБМК-1000 с энергоблока №2 Ленинградской АЭС на ФГУП «ПО Маяк» на переработку потребовалось разработать невозвратную ампулу для ПТ, транспортный упаковочный комплект на основе контейнера 16 и чехла 12, а также вспомогательное оборудование для обращения с ТУК и ампулой. Также был проделан следующий объем работ:

- выполнение мероприятий по восстановлению работоспособности защитной камеры энергоблока №2 Ленинградской АЭС;
- строительство пристройки к пом. 121/2 зд.401 Ленинградской АЭС;
- разработка обоснования безопасности транспортирования 16 пучков твэлов некондиционных ОТВС в вагоне-контейнере ТК-11 с чехлом 12 с Ленинградской АЭС на ФГУП ПО «Маяк»;
- разработка ТУ на пучки твэлов некондиционных ОТВС с учетом загрузки в вагон-контейнер ТК-11 с чехлом 12;
- оформление изменения в условия действия лицензии на эксплуатацию энергоблока № 2 в связи с внедрением технологии обращения с некондиционными ОТВС в защитной камере энергоблока №2 и загрузки ТК-11.

В октябре 2011 года на Ленинградской АЭС в полном объеме был выполнен комплекс работ, содержащихся в «Рабочей программе ядерно-опасных работ по разделке ОТВС на пучки твэлов в защитной камере энергоблока №2 и загрузке пучков твэлов в вагон-контейнер ТК-11».

По итогам выполненной работы был выпущен «Отчет о выполнении программы работ по разделке ОТВС на пучки твэлов в защитной камере второго энергоблока и загрузке пучков твэлов в вагон-контейнер ТК-11».

Перевозка опытной партии некондиционных ОТВС РБМК-1000 с Ленинградской АЭС на ФГУП ПО «Маяк» и переработка опытной партии на заводе 235 произведена в ноябре 2011 года.

В результате всей проделанной работы по настоящему проекту подтверждена возможность перевозки ПТ некондиционных ОТВС РБМК и их переработка в условиях ФГУП «ПО Маяк».

Разработка и изготовление транспортного упаковочного комплекта для транспортировки отработавшего ядерного топлива реакторной установки ВВЭР-440

Зубков А.А., Радченко М.В., Родин А.В., Ершов А.Ю.
ОАО «Инженерный центр ядерных контейнеров»

Разработанная конструкторская документация на ТУК-140 предназначена для создания нового транспортного упаковочного комплекта для существующих и перспективных ОТВС реактора ВВЭР-440, от-

вечающего 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. Отработавшие ТВС новых модификаций характеризуются более “жёсткими” 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 конструкционных 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 осуществиться уже к 2015 г.

Транспортный упаковочный комплект ТУК-140 типа B(U) 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 трех лет для всего диапазона выгорания урана.

Конструкция разработанного 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».

В настоящее время ведётся изготовление опытного образца ТУК-140 и подготовка его к проведению испытаний с целью получения сертификата (разрешения) на конструкцию упаковки типа B(U).

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., Щеглов М.А.
Ленинградская АЭС

Одной из 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. Система учета и контроля ядерных материалов включает в себя сбор, регистрацию, обобщение, анализ, передачу из филиала ОАО “Концерн Росэнергоатом” “Ленинградская АЭС” (Ленинградская АЭС) в ОАО “Концерн Росэнергоатом” (Концерн), 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, находящимися на Ленинградской АЭС в виде учётных единиц(тепловыделяющая сборка РБМК (ТВС), партия ядерных материалов, упаковочный комплект хранения УКХ-109, транспортный упаковочный комплект ТУК-109.

В настоящее время актуальной проблемой на атомных станциях, эксплуатирующих реакторы РБМК-1000, является приближение к максимальной проектной заполняемости станционных “мокрых” хранилищ отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС). На Ленинградской АЭС ведется работа разделке ОТВС в комплексе систем сухого хранения и обращения с отработавшим ядерным топливом с использованием МБК (КК ХОЯТ). Ввод в эксплуатацию КК ХОЯТ и перевод на сухое хранение ОТВС в металлобетонных контейнерах (МБК) позволяет уменьшить количество ОТВС, находящихся на хранении в ХОЯТ и решить проблему промежуточного хранения отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) на территории АЭС, а также обеспечить эксплуатацию четырех действующих энергоблоков, с учетом возможного продления их срока службы. В дальнейшем, ОЯТ переведенное на сухое хранение и загруженное в упаковочный комплект хранения (УКХ-109), будет перевезено для долговременного хранения

в региональное хранилище ОЯТ на ГХК (г. Железногорск) эшелонами в транспортных упаковочных комплектах (ТУК-109).

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, ОАО "ГИ "ВНИПИЭТ" разработан проект системы учета и контроля ядерных материалов для «Комплекса систем сухого хранения и обращения с отработавшим ядерным топливом на Ленинградской АЭС с использованием МБК» (КК ХОЯТ). Данная система позволяет обеспечить контроль за обращением ядерных материалов в зоне баланса материалов (ЗБМ) - LNG5 (КК ХОЯТ) и определение фактического количества ЯМ в местах их нахождения. Разработанная система УиК ЯМ позволяет вести непрерывный контроль за технологическими операциями по разделке ОТВС на пучки и перевод на сухое хранение в МБК, последующую отправку ОЯТ на ФГУП "ГХК" (г. Железногорск) в транспортных упаковочных комплектах (ТУК-109), а также ведение документального учета и контроля всех транспортно-технологических операций с ядерными материалами, находящихся на Ленинградской АЭС в виде учётных единиц.

Программный комплекс «сквозного» расчета тепловых процессов при переводе ОЯТ РБМК на «сухое» контейнерное хранение

Карякин Ю.Е., Плетнев А.А., Федорович Е.Д.
Санкт-Петербургский ГПУ
Симонов В.Н.
Ленинградская АЭС

С целью расчетного обоснования и оптимизации технологических этапов перевода отработавшего ядерного топлива с «мокрого» на «сухое» хранение в Санкт-Петербургском государственном политехническом университете был разработан программный комплекс по «сквозному» расчету теплофизического состояния ОЯТ РБМК-1000.

Программный комплекс состоит из отдельных программных кодов, каждый из которых предназначен для расчета отдельных технологических этапов: расчет теплофизического состояния ОЯТ в «горячей» камере, определение количества влаги в МБК перед процессом вакуумного осушения, инженерный расчет длительности вакуумного осушения МБК, расчет теплофизического состояния контейнера на этапе вакуумного осушения и на этапе длительного «сухого» контейнерного хранения на площадке АЭС. Осуществлена стыковка данных

отдельных программных кодов: выходные данные кода на предыдущем технологическом этапе являются начальными условиями для расчета последующего этапа.

Расчет теплофизического состояния ОЯТ в «горячей» камере осуществляется с помощью программного кода CWC-109. В качестве исходных данных используются конструктивные параметры ОТВС, значение температуры в «горячей» камере, величина остаточного тепловыделения ОЯТ и т.д. В результате решения одномерного нестационарного уравнения теплопроводности получена зависимость температуры твэла от времени. Показано, что для топлива 10-летней выдержки время выхода на стационарное значение температуры в «горячей» камере составляет около одного часа. Причем, перегрев поверхности твэла по отношению к температуре окружающего воздуха составляет не более 2°С.

Определение количества влаги в МБК перед процессом вакуумного осушения также осуществляется с помощью кода CWC-109. Учитываются: толщина пленки воды на вертикальных поверхностях твэлов, масса воды в зазорах между дистанционирующими решетками и твэлами, масса воды в менисках на концевых решетках и центральном стержне, а также влияние динамических нагрузок при транспортно-технологических операциях. Показано, что с учетом влияния динамических нагрузок и процесса испарения в «горячей» камере на одном ПТ количество влаги непосредственно перед загрузкой в ампулу составит примерно 35г.

Для инженерного расчета длительности процесса вакуумного осушения МБК УКХ-109 разработан программный код CVDD-109. В основу кода положена «гидравлическая» модель вакуумного осушения. Верификация кода осуществлена по результатам экспериментов, выполненных на тренажере СМ-845 Ленинградской АЭС в июне–июле 2011г. Расхождение результатов расчетов и экспериментов составило не более 7%.

Наконец, расчет теплофизического состояния контейнера на этапе вакуумного осушения и длительного хранения на площадке АЭС осуществлялся с помощью программного кода SDL-C109. Методика расчетов основана на решении уравнений нестационарной теплопроводности для всех тел, составляющих МБК. Представлено и обсуждается большое количество графического материала, полученного по результатам расчетов.

Расчётно-экспериментальное определение глубины выгорания, изотопного состава, энерговыделения и подкритичности отработавшего ядерного топлива с помощью установок МКС-01 ВВЭР, МКС-01 РБМК и УИП-006

Николаев С.А., Сомов И.Е., Чернов В.А., Ибрагимов Р.Л., Волков В.С., Лобов А.Г., Мастеров А.В.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск
Типоченков Е.Т., Егорова Г.Е.
ОАО «ВНИИАЭС»
Давиденко Н.Н., Лобков Ю.М., Беспалов В.Н., Бунин В.М.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Яненко Ю.Е., Катруш С.Ф.
Технологический филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В докладе приводятся результаты разработки и опытно-промышленной эксплуатации установок измерения выгорания, изотопного состава и энерговыделения ядерного топлива (ЯТ) отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) ВВЭР и РБМК.

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.

- Спроектированы, изготовлены и прошли опытно-промышленные испытания на Кольской и Нововоронежской АЭС установки измерения выгорания ОТВС ВВЭР МКС-01 ВВЭР. На Кольской АЭС установка МКС-01 ВВЭР пущена в промышленную эксплуатацию.
- Спроектированы, изготовлены и прошли опытно-промышленные испытания на Ленинградской АЭС и ФГУП «ГХК» установки измерения выгорания ОТВС РБМК:
  - МКС-01 РБМК – для условий БВ ХОЯТ;
  - МКС-02 РБМК – для условий камеры комплектации сухого хранилища ОЯТ (ХОТ-2)
- 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.

В докладе также представлена информация по испытаниям на Ленинградской АЭС установки контроля подкритичности БВ ХОЯТ АЭС с РБМК.

Получение электронно-лучевой сваркой соединений из сталей для изготовления элементов для хранения ОЯТ

Поболь И.Л.
Физико-технический институт НАН Беларуси
Дубровский В.А.
ООО «Технологии энергетического машиностроения»
Ляшков И.И.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

Исследованию подвергались сварные соединения, выполненные электронно-лучевой сваркой (ЭЛС) на пластинах из проката высоколегированной коррозионно-стойкой стали 04Х14Т3Р1Ф-Ш (ЧС-82) ферритного класса. Исходная толщина пластин 6,8 мм. Для ЭЛС использована установка с электронной пушкой ЭЛА 15.

По внешнему виду шов классифицируется как нормальный (небольшая выпуклость валика шва), по выполнению относится к одностороннему однопроходному шву стыкового типа. Ширина шва в верхней его части составляет 3,5 мм.

Структура шва однородная, мелкозернистая и не имеет четко выраженных зон. Типичные дефекты сварного шва, такие как неметаллические включения, поры, раковины, трещины по кромке и в самом шве, подрезы в сварном соединении отсутствуют. Зона термического влияния (ЗТВ) расположена вокруг сварного шва в виде оболочки, ширина которой максимальна в верхней части шва (0,8 мм). Небольшой размер ЗТВ приводит к минимальным внутренним напряжениям, что снижает вероятность коробления сварной конструкции.

Микроструктура основного металла состоит из крупных зерен 6-го балла (d_L=55 мкм) и групп более мелких зерен феррита и включений боридов. Крупные зерна феррита сильно фрагментированы в результате дисперсионного твердения. Сфероидизированные карбиды в виде мелких частиц размером до 2,5 мкм выделились в небольшом количестве по границам и внутри больших ферритных зерен. В большом

количестве произошло выделение карбидов по границам боридов. Бориды имеют сферическую форму, их размер лежит в пределах 2,5–10 мкм, средний размер составляет 5,0 мкм. Содержание боридов (~15%) соответствует содержанию бора в стали ЧС-82. Средние значения (по 10 измерениям) микротвердости фазовых составляющих следующие: феррита — 2526 МПа, боридов — 13216 МПа.

Сварной шов соединения имеет чрезвычайно мелкодисперсную структуру и состоит из неоднородного по химическому составу феррита. Дендриты, характерные для литого металла, имеют небольшую протяженность (~10 мкм) и хаотичную направленность. На участках концентрационной неоднородности в междендритных пространствах выделились частицы интерметаллических соединений (бориды, карбиды), неразличимые в оптическом микроскопе. В околошовной зоне и ЗТВ за счет тепловложения при сварке произошла коагуляция карбидов, при этом они укрупнились за счет растворения более мелких. Однако, сварочного тепла и времени нагрева оказалось недостаточно, чтобы произошла сфероидизация боридов, которые сохранили свою осколочную форму. Размер крупных зерен феррита не увеличился, а мелкие зерна выросли в результате рекристаллизации под воздействием тепла от пучка электронов. В целом, ферритные зерна в околошовной зоне более однородны по своему размеру, чем в основном металле, что является благоприятным фактором с позиций опасности хрупкого разрушения металла данной зоны. Среднее значение твердости феррита в околошовной зоне (2034 МПа) на 20% ниже твердости ферритной фазы в основном металле, что связано с процессами коагуляции и сфероидизации карбидов в данной зоне. Выделения карбидов в виде непрерывных цепочек по границам ферритных зерен, провоцирующих межкристаллитную и ножевую коррозию, а также хрупкое разрушение, в пределах линии сплавления и ЗТВ сварного соединения не обнаружены.

Методика и установка оперативного контроля герметичности ОТВС РБМК-1000

Чернов В.А., Николаев С.А., Сомов И.Е.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск
Типоченков Е.Т., Егорова Г.Е.
ОАО «ВНИИАЭС»

В соответствии с разработанным в ГИ «ВНИПИЭТ» технологическим процессом перевода ОЯТ РБМК-1000 с мокрого на сухое хранение, одним из этапов подготовки ОТВС РБМК-1000 к переводу на сухое хранение является входной контроль ОТВС, проводимый с целью

разделения ОТВС на кондиционные, пригодные к переводу на сухое хранение по штатной технологии, и некондиционные, подлежащие переводу на сухое хранение по специальной технологии. Основные требования к входному контролю ОТВС содержатся в «Методике контроля состояния ОТВС РБМК-1000 при постановке на сухое хранение. МКГ 1.1.2.09.002.0009-2009». Одним из методов контроля герметичности ОТВС, рассмотренных в МКГ, является метод, основанный на прямых спектрометрических измерениях активности воды в пеналах.

Цель доклада состоит в описании методики и установки оперативного контроля герметичности ОТВС РБМК-1000 с использованием прямых спектрометрических измерений, а также испытаний макета установки в БВ ХОЯТ на ЛАЭС.

Методика оперативного контроля герметичности ОТВС РБМК-1000 основана на измерениях удельной активности воды в пеналах с ОТВС РБМК в диапазоне от 10^{-6} до 10^{-1} Ки/л с погрешностью, не превышающей ± 30%.

Методика включает в себя следующие этапы:

- измерения фоновых спектров гамма-излучения в месте размещения блока детекторов установки;
- градуировку каналов регистрации гамма-излучения установки с использованием имитатора пенала с водой известной активности;
- измерения спектров гамма-излучения от верхней части пеналов с ОТВС, на основе которых вычисляется удельная активность воды в пеналах с ОТВС по изотопу ^{137}Cs.

Установка содержит два блока детектирования и размещается на пути следования ОТВС к месту разделки, в связи с этим для измерений не требуется дополнительных перемещений и распаковки пары ОТВС.

В ходе испытаний макета установки контроля герметичности ОТВС РБМК-1000 на ЛАЭС был проверен диапазон работы установки по удельной активности, отработаны режимы измерений в условиях БВ ХОЯТ, протестировано программное обеспечение.

В докладе приводятся результаты проведенных измерений и перечень мероприятий, необходимых для внедрения установки в промышленную эксплуатацию.

Внедрение технологии осушки МБК с ОЯТ РБМК-1000 на Ленинградской АЭС

Ефимов В.К., Маликов Т.Б., Самусь С.В., Потапкин М.О.
ФГУП НИТИ им. А.П. Александрова, г. Сосновый Бор
Симонов В.Н.
Ленинградская АЭС
Лесников А.В.
ОАО «КБСМ», Санкт-Петербург

В докладе представлены результаты работы по внедрению технологии вакуумной осушки металлобетонных контейнеров УКХ-109 с ОЯТ РБМК-1000 на Ленинградской АЭС.

Основной целью данной работы являлось внедрение автоматизированной системы управления осушкой, а также определение оптимальных технологических режимов и предельных параметров вакуумного осушения УКХ. Работы выполнены на основе предварительной экспериментальной отработки технологии на полномасштабном стенде с имитатором МБК с ОЯТ.

Рассмотрена технологическая система осушки Ленинградской АЭС, ее взаимодействие с автоматизированной системой управления процессом подготовки МБК к хранению, а также результаты экспериментального подтверждения режимов осушки с использованием электрообогреваемого имитатора МБК при различных начальных условиях как по энерговыделению, так и по массе воды в МБК. Приведены результаты проведения первых технологических процессов осушки МБК с реальным ОЯТ в автоматическом режиме.

СПОТ бассейна выдержки ОЯТ

Свириденко И.И., Шевелев Д.В.
ОНТПС ОП НТЦ НАЭК «Энергоатом», Севастополь
Власенко Н.И.
ОП НТЦ НАЭК «Энергоатом», Киев

Рассматривается система пассивного отвода остаточных тепловыделений (СПОТ) бассейна выдержки (БВ) отработавшего ядерного топлива (ОЯТ). Схема – одноконтурная, использует принцип работы кольцевого двухфазного термосифона (ДТС) – автономного устройства теплопереноса замкнутого типа. Участок подвода теплоты к ДТС (испаритель ДТС) находится в объеме бассейна, участок отвода теплоты от ДТС, расположенный выше участка подвода теплоты, выведен за пределы гермообъема и обеспечивает передачу теплоты конечному поглотителю – атмосферному воздуху. СПОТ выполнена в виде автономных секций, каждая их которых содержит испаритель ДТС,

сборный паровой коллектор, паровой транспортный трубопровод, конденсатор ДТС, конденсатный транспортный трубопровод и раздающий конденсатный коллектор. Промежуточный теплоноситель ДТС – вода.

Остаточные тепловыделения от ОЯТ отводятся водой бассейна за счет естественной конвекции. Теплота от воды БВ передается наружной поверхности испарителей ДТС, а от нее – промежуточному теплоносителю ДТС. Пар промежуточного теплоносителя через сборный коллектор поступает в паровой транспортный трубопровод, который через гермопроходки выводится за пределы гермооболочки реакторного отделения и соединяется с конденсатором ДТС. В конденсаторе пар конденсируется за счет внешнего охлаждения потоком атмосферного воздуха, и далее конденсат по транспортному трубопроводу и раздающему коллектору возвращается в испаритель. Для повышения эффективности теплоотдачи атмосферному воздуху конденсатор имеет наружное оребрение.

Наряду с атмосферным воздухом в качестве конечного поглотителя СПОТ БВ может использоваться вода. При этом конечный поглотитель размещается в баке аварийного отвода теплоты (БАОТ) за пределами гермообъема. Такое техническое решение перспективно при реализации СПОТ БВ совместно с СПОТ РУ. Причем, постоянный сброс теплоты от БВ ОЯТ исключает необходимость в системе тепловой защиты БАОТ от замерзания в условиях низкой температуры в зимний период.

Основным преимуществом предлагаемой СПОТ БВ является то, что все элементы кольцевого ДТС, расположенные в БВ, выполнены из труб, компактны и практически не отбирают полезного объема отсеков бассейна, что практически не сказывается на количестве размещаемых в нем тепловыделяющих сборок. Испарители ДТС расположены вдоль стен отсеков БВ. Испаритель и конденсатор кольцевого ДТС секционируются. Работоспособность автономных секций СПОТ БВ не зависит от состояния соседних секций. Секции СПОТ БВ для повышения надежности, а также для ремонтного обслуживания имеют отсечную арматуру. Кроме того, отсечная арматура устанавливается на транспортных трубопроводах до и после гермопроходок.

Анализ схемного решения СПОТ БВ, вариантов ее компоновки и полученные расчетные характеристики позволяют сделать вывод о возможности применения СПОТ на основе кольцевых термосифонных контуров для длительного, более 10 суток, отвода остаточных тепловыделений ОЯТ в БВ в условиях полного обесточивания. Использование термосифонного теплообменного оборудования обеспечивает эффективный и безопасный отвод остаточных энерговыделений ОЯТ БВ и выгруженной активной зоны конечному поглотителю.

Натурные испытания в пенале РТ5015.02 ТУК-84/1 неосушенной кассеты К-17у с ОЯТ АМБ после длительного хранения в воде БВ Белоярской АЭС

Голосов О.А., Бедин В.В., Старицын С.В., Семериков В.Б.
ОАО «ИРМ», г. Заречный
Розенбаум Е.Л., Богатов С.В.
Белоярская АЭС
Краев В.С., Невзоров В.А.
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ», г. Снежинск

Решением ГК «Росатом» № 1-2.5/6819 от 04.08.2010 г. заключительной стадией обращения с ОЯТ АМБ Белоярской АЭС определена его радиохимическая переработка на заводе РТ-1 «ПО «Маяк».

Значительная часть ОТВС (~36 %) реакторов АМБ-100 и АМБ-200 первой очереди Белоярской АЭС хранится в двух приреакторных бассейнах выдержки (БВ-1 и БВ-2) в кассетах К-17у из углеродистой стали Ст.3, которая имеет низкую коррозионную стойкость в воде и подвержена как равномерной, так и язвенной коррозии. В результате длительного от 25 до 45 лет хранения кассет К-17у в воде БВ произошло нарушение герметичности чехловых труб всех кассет К-17у и твэлы ОТВС, загруженные в эти кассеты, оказались в контакте с водой БВ.

В настоящее время все кассеты К-17у, содержащие ОТВС, перегружены из воды БВ в чехлы РТ5015.02 из нержавеющей стали 12Х18Н10Т. При проведении операций перегрузки не производилось ни осушения кассет, ни слива воды из ее чехловых труб. Возможное количество воды, определенное по разности масс кассет с ОТВС до загрузки и после выгрузки из воды БВ, может составлять не менее 350 л.

Таким образом, хранение кассет К-17у с ОТВС в чехлах РТ5015.02 можно охарактеризовать как хранение во влажных условиях. В таких же условиях будет находиться ОЯТ АМБ при его транспортировке с площадки Белоярской АЭС на «ПО «Маяк». Для обеспечения безопасности транспортировки ОЯТ АМБ в ТУК-84/1 необходимы данные по кинетике изменения параметров газовой среды (давления, температуры, влажности и состава) в течение длительного периода времени, включающие все стадии транспортно-технологических операций с ОЯТ АМБ (загрузку ОЯТ в ТУК-84/1 с формированием эшелона, саму транспортировку ОЯТ с площадки Белоярской АЭС на «ПО «Маяк» и выгрузку ОЯТ из ТУК-84/1).

На основании вышеизложенного проведены натурные испытания длительностью 247 суток в герметичном чехле РТ5015.02 неосушенной кассеты К-17у № 137 с шестнадцатью ОТВС, находившейся в воде БВ-2 в течение 42,6 лет. Получены данные по кинетике изменения давления, температуры, влажности и состава газовой среды. Выявлено

протекание коррозионных процессов с участием кислорода, воды, компонентов ОЯТ, графита и материала кассеты К-17у. Определены скорости поглощения O_2, образования CO_2, H_2, CH_4 и Kr-85.

Установка иммобилизации донных отложений бассейнов выдержки АЭС

Колодезный Ю.Н., Красников П.В., Перевалов А.М.
ЗАО «РАОТЕХ»
Ермошин Ф.Е., Раменнков А.А., Семенихин В.И.
ОАО «НИКИЭТ»
Варлаков А.П.
ОАО «ВНИИНМ»
Карлин С.И.
ГУП МосНПО «Радон»

Установка иммобилизации предназначена для приёма, концентрирования и иммобилизации (цементирования в 200-литровые бочки) радиоактивных донных отложений(РДО) бассейнов выдержки отработавшего ядерного топлива, продуктов дезактивации и фрагментации кассет хранения ОТВС реакторов АМБ Белоярской АЭС, шламов из системы водоочистки бассейна переработки ОТВС.

Исходя из свойств и состава РДО бассейнов БВ-1 и БВ-2 БАЭС, разработан технологический процесс сбора и иммобилизации иловых-донных отложений:

- извлечение из БВ;
- концентрирование или сгущение РДО в пластинчатом гравитационном сгустителе с понижением содержания влаги до 65...75 %;
- тепловая обработка ила с помощью электрического обогрева при температуре не более 150 °С и гранулирование кека;
- цементирование с пропиткой высоко проникающим цементным раствором на основе разработанного в ГУП МосНПО «Радон» спеццемента с композиционными добавками (СПЦК). В качестве затворителя цемента используется вода и/или малосолевые ЖРО с солесодержанием до 100 г/л.

Предшествующие цементированию предварительная химическая обработка или сушка и последующее измельчение продуктов обжига (размер дробленых кусков не более 30 мм) способствуют удалению избыточной воды, органики, изменению структуры илов и позволяют повысить степень включения РАО в цементный камень.

Практика использования «СПЦК» показала, что за счет большей стабильности и меньшего водоотделения цементных растворов на основе “СПЦК” повышается наполнение конечного продукта радио-

активными отходами с 5...10 до 20...25 % от общей массы компаунда, снижается объем конечного продукта на 10...20 %. Композиция «СПЦК» по сравнению с портландцементом позволяет улучшить текучесть, проникающую способность, стойкость к микробиологической коррозии, водо- и трещиностойкость компаундов.

Выбранная технология позволяет получить конечный продукт переработки, удовлетворяющий во все сроки хранения регламентированным критериям качества, предъявляемым к приготовленным на основе РАО цементным компаундам.

Подсекция 1.5

РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЯ АЭС, ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ ГОТОВНОСТЬ

Опыт оценки экологической обстановки в регионах расположения объектов атомной энергетики на основе анализа риска для здоровья населения

Воробьева Л.М.
ИБРАЭ РАН

Принятая в настоящее время в России система оценки экологической безопасности территорий и объектов, базирующаяся на соблюдении гигиенических и технико-экологических нормативов, не дает ясных, сопоставимых характеристик влияния тех или иных технологий на экологическую обстановку и здоровье населения.

В регионах расположения предприятий, применяющих ядерные технологии, неадекватное отношение к радиационным рискам и, как следствие, недооценка реальных опасностей, связанных с другими технологиями и факторами окружающей среды, способно привести к ошибочной расстановке приоритетов в экологической политике и принятию экологически необоснованных программ экономического развития региона.

Современным научным подходом к оценке техногенных воздействий является методология анализа и управления риском. Применение методологии оценки риска для здоровья позволяет получать количественные характеристики возможного ущерба, сравнивать последствия воздействия разных по своей природе факторов (например, радиационных и химических), определять приоритетные источники опасности.

Эта методология успешно применяется для принятия управленческих решений в области охраны здоровья человека и окружающей среды в большинстве экономически развитых стран. Она использована при разработке современных международных норм обеспечения радиационной безопасности, сформулированных МКРЗ. Результаты анализа риска для здоровья являются обязательным научным сопровождением законопроектов в сфере экологической безопасности и здоровья населения, элементом экологической экспертизы проектов нового строительства, реконструкции действующего производства и реабилитации загрязненных территорий в США и странах Западной Европы.

В Институте проблем безопасного развития атомной энергетики РАН совместно с НИИ экологии человека и гигиены окружающей среды им. А.Н. Сысина РАМН в последние годы был успешно реализован ряд научных проектов с применением методологии анализа риска для здоровья населения.

Были проведены исследования по сравнительной оценке радиационных рисков, связанных с работой АЭС и предприятий ЯТЦ, и рисков обусловленных химическим загрязнением воздуха в российских городах, в том числе от тепловых электростанций. Исследования проводились в Свердловской, Мурманской, Томской, Воронежской областях. Результаты показали пренебрежимо малое влияние ядерных технологий на состояние здоровья населения по сравнению с рисками, обусловленными химическими факторами окружающей среды.

Полученные материалы подтверждают эффективность применения данного метода исследования для понимания действительной роли предприятий атомной отрасли среди техногенных источников, влияющих на формирование экологической обстановки и экологических рисков для здоровья в российских регионах.

Организация и результаты объектного мониторинга состояния недр на АЭС

Глинский М.Л., Глаголев А.В., Громов В.А.
ФГУГП «Гидроспецгеология»

В докладе освещена история организации объектного мониторинга состояния недр на АЭС, кратко рассказывается о причинах и истории появления основополагающих документов по ведению объектного мониторинга состояния недр. Рассказывается об объектах мониторинга и основных видах наблюдений, которые проводятся за состоянием подземных и поверхностных вод. Приводятся наиболее часто встречающиеся проблемы, возникающие при внедрении системы ОМСН на АЭС. Показана организация объектного мониторинга состояния недр на АЭС, рассказывается о работах, проводимых на АЭС по оценке состояния имеющейся наблюдательной сети, внедрению системы АИС и методическому сопровождению ведения ОМСН. Представлены результаты мониторинга состояния недр на 4-х обследованных АЭС (Белоярской, Нововоронежской, Калининской и Кольской). Даётся оценка радиационной и геоэкологической обстановки. Особое внимание уделяется наличию трития в подземных водах и изменению его объёмной активности в 2008-2011гг. В презентации, сопровождающей доклад, на картах-схемах промплощадок АЭС показывается распространение трития в подземных водах. В завершающей части доклада

даются предложения для разработки и реализации оперативных и долгосрочных мероприятий по результатам мониторинга.

Ключевые слова: объектный мониторинг состояния недр, ядерные и радиационно опасные объекты, скважины, подземные воды, техногенные радионуклиды

Вопросы совершенствования системы аварийного реагирования в условиях развития атомной энергетики в Беларуси

Горбачева Н.В.
Объединенный институт энергетических и ядерных исследований — Сосны, НАН Беларуси, Минск
Кувшинников А.В.
Департамент по ядерной и радиационной безопасности МЧС Беларуси, Минск

В работе представлена структура и функции Государственной системы реагирования на чрезвычайные ситуации в Республике Беларусь. Показано, что на национальном уровне создана единая ГСЧС и ГО. В настоящее время национальная правовая база обеспечения ядерной и радиационной безопасности по вопросам аварийной готовности и реагирования соответствует требованиям МАГАТЭ и международных конвенций в этой области.

В условиях развития атомной энергетики в Беларуси ставятся задачи по дальнейшему совершенствованию системы аварийного реагирования.

В работе изучен опыт создания системы аварийного реагирования в таких странах как Российская Федерация, Финляндия, Украина. Теоретически, методом сетевого планирования управления, выполнен анализ функций системы реагирования ОАО «Концерн Росэнергоатом». Показано, что за счет создания рациональной структуры системы управления и эффективного взаимодействия элементов, данная система обеспечивает принципиальную возможность защиты населения на ранней стадии радиационной аварии на АЭС. Показано также, что повышение эффективности обеспечивается за счет создания в системе управления информационного кризисного центра, оказывающего научно-техническую поддержку при аварийных ситуациях. Унифицированная (симптомно-ориентированная) методика, положенная в основу согласования решения разными группами экспертов, способствует выработке оправданного решения и осуществлению вмешательства с минимальными потерями времени.

Авторы пришли к выводу, что развитие системы аварийного реагирования в Беларуси может осуществляться на основе создания в

системе управления информационного кризисного центра по научно-технической поддержке и внедрения унифицированной методики в практику аварийного реагирования.

25 лет создания и функционирования группы оказания экстренной помощи атомным станциям

Горелов И.И.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В докладе будут представлены:

1. Цели и задачи, которые ставились 25 лет назад при создании группы оказания экстренной помощи атомным станциям (ОПАС) в случае радиационно-опасных ситуаций на АЭС.
2. Принципы и порядок комплектации, сфера деятельности членов группы ОПАС и экспертов.
3. Работа группы ОПАС при реальных событиях связанных с авариями и чрезвычайными ситуациями в период с 1987 по 2012 годы.
4. Когда и как создавалось место сбора и работы группы ОПАС – Кризисный центр.
5. Изменения происшедшие за 25 лет в функционировании группы ОПАС.
6. Группа ОПАС в наше время.

Проблемные вопросы поддержки принятия решений на ранних этапах радиационной аварии на АЭС

Иванов Е.А., Полянцев С.С., Косов А.Д.
ОАО «ВНИИАЭС»

На раннем этапе тяжелой радиационной аварии на АЭС эффективность защитных мероприятий напрямую зависит от оперативности их проведения. При этом максимальный эффект от вмешательства достигается в случае его заблаговременного проведения до подхода радиоактивного облака. При построении стратегии защитных мероприятий эксперты сталкиваются с рядом проблемных вопросов связанных с отсутствием четких критериев принятия решений, а также недостатками в методологической и параметрической базе.

В докладе обсуждаются трудности, с которыми сталкиваются эксперты при подготовке рекомендаций по мерам защиты, описываются современные Международные рекомендации по радиационной защите в условиях аварии, а также зарубежная практика (США, Франция, Япония), предлагаются подходы к разработке стратегии вмешательства в случае радиационной аварии на АЭС.

Организация в Кризисном центре ОАО «Концерн Росэнергоатом» и на АЭС системы предупреждения об опасных метеоявлениях

Косых В.С., Бородин Р.В., Катунина О.В.
ФГБУ «НПО «Тайфун» Росгидромета

В докладе изложены результаты работы по реализации «Программы работ по организации в Кризисном центре ОАО «Концерн Росэнергоатом» и на АЭС системы предупреждения об опасных метеоявлениях».

Рассматривается существующий международный опыт по созданию и использованию систем предупреждения об опасных метеоявлениях. Приводятся примеры действующих систем в различных странах.

Обосновывается необходимость создания таких систем для объектов атомной энергетики (АЭС). Рассматривается перечень опасных метеоявлений, могущих привести к нарушению работы АЭС. Приводятся примеры нарушения работы АЭС из-за опасных метеоявлений.

Приводится состав передаваемой в соответствии с разработанным «Регламентом передачи данных об опасных метеорологических явлениях в Кризисный центр ОАО «Концерн Росэнергоатом» и на АЭС» информации об опасных метеоявлениях.

Описывается структура системы, организация передачи информации от НПО «Тайфун» в КЦ концерна и на АЭС.

Дается характеристика программных средств, входящих в состав разработанной системы, приводятся примеры предоставления информации о возможных или наступивших опасных метеорологических явлениях в районах расположения АЭС.

Опыт реагирования ТКЦ ИБРАЭ РАН на радиационную аварию на АЭС «Фукусима-1»

Красноперов С.Н., Припачкин Д.А., Осипьянц И.А.
ИБРАЭ РАН

Произошедшее 11 марта 2011 года землетрясение в Японии с эпицентров в Тихом океане привело к образованию цунами с высотой волны на восточном побережье о. Хонсю около 15 метров. Это стало причиной возникновения аварийной ситуации на целом ряде АЭС расположенных на восточном побережье Японии. При этом на одной из них (АЭС «Фукусима-1») были зафиксированы выбросы радиоактивных веществ в атмосферу, масштабы которых достаточно значимы. Из-за аварии на АЭС в Японии возникла угроза загрязнения радиоактивными веществами территории Дальнего Востока РФ. По поручению Правительства РФ ТКЦ ИБРАЭ РАН оказывал научно-техническую поддержку органов исполнительной власти Российской Федерации (в первую очередь, МЧС России) по следующим направлениям:

- состояние энергоблоков на аварийной АЭС;
- данные мониторинга радиационной обстановки на территории Японии как на промплощадке АЭС, так и за её пределами;
- информация о загрязнении почвы, морской воды и продуктов питания.

Работа всех групп экспертов ТКЦ ИБРАЭ РАН во время развития острой фазы аварии на АЭС «Фукусима-1» позволила решить следующие задачи:

- определить риск загрязнения территории Дальнего Востока РФ. По оценкам экспертов ТКЦ ИБРАЭ РАН даже при самом неблагоприятном сценарии развития ситуации на АЭС радиационная обстановка на территории Дальнего Востока РФ не потребует принятия мер по защите населения;
- дать прогноз развития аварийных процессов на энергоблоках АЭС;
- оценить источники выброса радиоактивных веществ в окружающую среду;
- довести до СМИ и общественности достоверную, актуальную и научно-обоснованную информацию об аварии на АЭС в Японии и её последствиях для населения и окружающей среды.

Выводы:

1. Причиной возникновения аварийной ситуации на энергоблоках АЭС «Фукусима-1» стала потеря внешнего энергоснабжения и отказ аварийных источников питания (дизель-генераторов). Вследствие этого была нарушена система охлаждения реактора, что привело к разогреву топливных стержней в активной зоне. Разогрев стал причиной образования водорода, в результате взаимодействия циркониевой оболочки топливных стержней с паром. В дальнейшем это привело к взрыву водорода внутри зданий энергоблоков. Для предотвращения подобной ситуации в будущем необходимо уделять повышенное внимание решению проблемы водородной безопасности на действующих и строящихся АЭС.

2. Анализ развития событий на АЭС «Фукусима-1» показал, что обеспечение охлаждения, в том числе аварийного, при использовании бассейнов выдержки для хранения ОЯТ является важной задачей обеспечения безопасности при эксплуатации АЭС. Необходимо учитывать, что бассейны ОЯТ является потенциальными источниками радиоактивных выбросов и образования водорода. Использование дополнительных независимых систем охлаждения для бассейнов ОЯТ позволит решить эту проблему и повысить уровень безопасности на АЭС.

3. Авария на АЭС «Фукусима-1» показала, что необходимо создавать международные центры оперативного аварийного реагирования. Опыт международного взаимодействия экспертов из различных стран

позволяет вырабатывать рекомендации по управлению аварией, выработке защитных мер и оценки их эффективности. Деятельность таких центров была бы направлена на своевременное реагирование и минимизацию последствий при аварии на АЭС.

4. Несмотря на то, что на «АЭС Фукусима-1» работает высококвалифицированный персонал, в условиях параллельно развивающихся аварийных процессов, он оказался не готов к управлению тяжелой многофакторной аварией. Необходимо повышать уровень подготовки персонала и культуры безопасности на АЭС.

5. Для ликвидации последствий аварии на АЭС «Фукусима-1» необходимо развивать технические средства, позволяющие вести работы в условиях высоких уровней радиации. Специализированные технические средства должны включать в себя системы переработки высокоактивных отходов и системы очистки радиоактивной воды. Кроме того, к техническим средствам, используемым для ликвидации последствий аварий, относятся различные системы подачи воды для аварийного охлаждения реакторов и бассейнов ОЯТ, телеметрическое оборудование, используемое для фото- и видеосъемки и измерений технологических параметров в условиях высоких уровней радиации.

Воздействие нерадиационных факторов на окружающую среду при эксплуатации АЭС

Печкуров А.В., Палицкая Т.А.,
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

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. К основным задачам экологических служб АЭС относится контроль соблюдения нормативов качества окружающей среды.

Принципы природоохранной деятельности и обязательства Концерна в области обеспечения экологической безопасности изложены в Экологической политике Концерна, целью которой 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.

В 2011 году все действующие АЭС и центральный аппарат Концерна получили экологические сертификаты соответствия СЭМ требованиям международного и национального стандартов ИСО 14001.

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, неуклонно снижаются объемы образующихся и накопленных отходов производства и потребления .

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.

Программно-технические комплексы поддержки принятия решений в случае радиационных аварий на АЭС: современное состояние и перспективы развития

Красноперов С.Н., Припачкин Д.А., Осипьянц И.А.
ИБРАЭ РАН

В ИБРАЭ РАН ведутся работы по созданию ПТК поддержки принятия решений нового поколения в случае радиационных аварий на АЭС. К таким комплексам относятся:

1) Специализированный программный комплекс для расчета доз облучения населения и персонала АЭС позволяет оценить радиационное воздействие на население и персонал на промплощадке АЭС,

в ближней и дальней зоне (до расстояний 1000 км). ПТК использует усовершенствованные методики расчета доз. Обеспечивается расчет доз, полученных персоналом на промплощадке в результате ингаляции радионуклидов, расчет мощности дозы и доз от различных радионуклидов с учетом видимости/невидимости объектов (зданий) и возможной проницаемости объектов для источника загрязнения.

2) Специализированный трехмерный симулятор распространения радиоактивных газо-аэрозольных выбросов в районах размещения АЭС России и действий оперативных служб в ходе развития аварийной ситуации предназначен для решения следующих основных задач: представление качественных и количественных характеристик выброса радиоактивных веществ в окружающую среду; представление последствий для населения; представление рекомендаций для выработки мер по защите населения; демонстрация уполномоченным органам и общественности ситуации вокруг АЭС в целом и в случае возникновения аварии; отображение механизмов, путей и порядка информирования всех служб - участников аварийного реагирования; демонстрация работы системы АСКРО при распространении радиоактивных газо-аэрозольных выбросов в СЗЗ и ЗН при аварии на АЭС. Кроме того, использование симулятора позволит продемонстрировать общественности, что даже в случае возникновения максимальной проектной аварии на АЭС дозы облучения населения не будут сильно отличаться от доз в нормальных условиях. Это позволит повысить уверенность общества в высокой надежности и безопасности отечественных АЭС.

3) Система аварийного прогнозирования распространения радионуклидов в атмосфере для действующих российских АЭС предназначена для моделирования детального переноса радионуклидов с учетом условий местности и на основе данных комплексного мониторинга и прогноза состояния атмосферы над действующими АЭС в России в случае аварийных ситуаций. Система предназначена для решения следующих основных задач: получения и хранения информации о состоянии атмосферы в радиусе 100 км над территориями российских АЭС; обеспечение качественного и оперативного прогноза (на сроки до 5 суток) метеорологических полей с высоким пространственным разрешением; проведение расчетов прогнозов переноса и осаждения радионуклидов в 100-километровых зонах вокруг АЭС России в автоматическом режиме при задании различных источников выбросов в случаях нештатных ситуаций на АЭС; представление информации о метеорологической и радиационной обстановке в виде, способствующем принятию оптимальных решений при возникновении угрозы ЧС.

Оптимизация толщины защиты на БСХ-3А в губе Андреева

Сухоручкин А.К., Степеннов Б.С., Селищев В.А., Федосеенков А.Н.
НИЦ «Курчатовский институт»

Плиточное покрытие блока сухого хранения (БСХ-3А) высокоактивных материалов представляло горизонтально протяженный (~Ø20 м, S » 300 м^2) и сравнительно мощный (до ~3,2 мЗв/ч) источник γ-излучения. Персонал на плиточном покрытии и вблизи него мог находиться лишь короткое время.

С целью повысить уровень радиационной безопасности персонала, было проведено экранирование источника стальными листами (1500×1200×10).

Недостаточная прочность покрытия и небольшой запас материала (180 листов) накладывали ограничения: по весовой нагрузке максимальная толщина стальной защиты не должна была превышать 4 см, а запаса материала при его равномерном распределении хватало лишь на слой защиты толщиной 1 см.

Кроме того, поле γ-излучения имело существенную пространственную неоднородность: значения мощности эквивалента дозы (МЭД) на плиточном покрытии различались в десятки-сотни раз.

Все это обусловило целесообразность оптимизации толщины защиты.

Из теоретических предпосылок наибольший эффект от установки защиты можно ожидать, если при ее установке руководствоваться принципом выравнивания поля МЭД по поверхности источника. Поэтому на практике с помощью переносного дозиметра определяли место с высоким (наибольшим) значением МЭД, на которое и укладывали очередной лист.

Всего на первой половине плиточного покрытия было уложено 100 листов. Площадь защиты составила ~90 м^2, толщина менялась от 1 до 4 см.

Массивы результатов измерений МЭД, выполненных до и после установки защиты, характеризуются следующими статистическими параметрами:

Параметр	До	После
Число измерений	53	53
Размах, мЗв/ч	0,03...2,85	0,022...0,49
Медиана, мЗв/ч	0,62	0,236
Среднее, мЗв/ч	0,90	0,24
Дисперсия, (мЗв/ч)^2	0,66	0,01

Осуществленный (оптимизированный) вариант и возможный вариант защиты с равномерным распределением материала характеризуются следующими параметрами:

Параметр	Распределение материала защиты	
	Равномерное	Оптимизированное
Средняя толщина защиты, см	2	2
Площадь защиты, м^2	140	90
Площадь листа, м^2	1,8	1,8
Толщина листа, см	1	1
Число листов	156	100
Масса защиты, т	22,07	14,15
Кратность снижения среднего значения МЭД	3,8	3,75

Видно, что в обоих случаях конечный эффект - кратность снижения среднего значения МЭД – примерно одинаков (3,75...3,8). Но оптимизированная защита существенно (на 35%) легче. При этом экономия материала (стального листа) составила ~7,9 т.

Новые подходы к обеспечению радиационной безопасности. Оценка рисков негативного действия ионизирующего излучения

Иванов В.К., Чекин С.Ю.
ФГБУ Медицинский радиологический научный центр
Минздравсоцразвития России, г. Обнинск

В действующих Нормах радиационной безопасности СанПиН 2.6.1.2523-09 (НРБ-99/2009) впервые было введено требование обоснования защиты от источников потенциального облучения (п. 2.3). Для ситуаций потенциального облучения введено граничное значение обобщённого риска (ОР): интегральной величины «произведение вероятности события, приводящего к облучению, и вероятности смерти, связанной с облучением».

Величина обобщённого риска от источников потенциального облучения в течение года не должна превышать 2*10-4 (ОР <= 2*10^{-4}/год), в то время как предел индивидуального риска от облучения в течение года больше этой величины и составляет 1*10^{-3} (п. 2.3). В соответствии с ограничением ОР, к пределам облучения может приближаться только какая-то часть персонала. Таким образом, ограничение ОР направлено на снижение доли персонала, который может быть облучён в дозах,

близких к предельным, и повышает уровень радиационной защиты персонала.

В 2011 г. по данным ИДК 2006 - 2010 гг. для персонала ОАО «Концерн «Росэнергоатом» были определены величины обобщённых рисков потенциального облучения. Для всех действующих АЭС концерна ограничение обобщённого риска в настоящее время соблюдается (ОР <= $2*10^{-4}$/год).

В соответствии с принципом оптимизации (НРБ-99/2009, п. 2.1), ОР должен поддерживаться на возможно низком и достижимом уровне, при условии одновременного соблюдения ограничения ОР и индивидуальных пределов облучения. Для контроля динамики состояния радиационной защиты предприятия по отношению к источникам потенциального облучения рассчитывается Индекс безопасности потенциального облучения (ИБПО), который учитывает как величину ОР, так и близость к пределу индивидуального риска (1*10-3/год). Состояние радиационной защиты предприятия по отношению к источникам потенциального облучения считается оптимизированным, если значение ИБПО не уменьшается со временем (отношение текущего ИБПО к его значению за предыдущий период не меньше единицы).

В 2011 г. по данным ИДК 2006 и 2010 гг. для персонала ОАО «Концерн «Росэнергоатом» были определены отношения значения ИБПО по данным 2010 г. к его значению за 2006 г. Динамика ИБПО в настоящее время является оптимизированной для Балаковской, Белоярской, Ростовской, Курской и мужского персонала Смоленской АЭС. Для остальных групп персонала следует планировать в дальнейшем снижение средних доз облучения или перенос дозовых нагрузок на персонал старших возрастных групп, для которых радиологические риски имеют меньшие значения.

НРБ-99/2009 и ОСПОРБ-99/2010 — проблемы внедрения

Иванов Е.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

К наиболее значимым изменениям, внесенным в последние годы в отечественные санитарные правила и нормы, следует отнести установление в ОСПОРБ-99/2010 единой границы по удельной активности каждого техногенного радионуклида для отнесения отходов, независимо от их агрегатного состояния, к радиоактивным отходам (РАО). В качестве такой границы без всяких оснований принята минимально значимая удельная активность радионуклида (МЗУА), установленная в НРБ-99/2009 для целей ограничения удельной активности источников излучения в помещении или на рабочем месте. В результате таких нововведений, например, произошло увеличение границ (по удельной

активности) отнесения жидкостей к жидким радиоактивным отходам (ЖРО) на два–четыре порядка.

Еще одной принципиально важной новацией явилось введение приложения 3 к ОСПОРБ-99/2010, в котором указаны, также без должного обоснования, удельные активности техногенных радионуклидов, при которых допускается неограниченное использование материалов независимо от их агрегатного состояния.

Внедрение на АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом» новых требований по обращению с газообразными и жидкими производственными отходами с удельной активностью техногенных радионуклидов выше значений, указанных в приложении 3 к ОСПОРБ-99/2010, а также с газообразными и жидкими РАО является проблематичным и требует несоразмерных реальным радиационным опасностям затрат.

В докладе рассмотрены основные проблемы внедрения НРБ-99/2009 и ОСПОРБ-99/2010 в части обращения с отходами атомных станций, содержащих радионуклиды, и предложены пути их решения.

Такой анализ рассматриваемой проблемы представляется актуальным в связи с подготовкой в настоящее время в соответствии с Федеральным законом от 11.07.2011 № 190-ФЗ «Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» Постановления Правительства Российской Федерации, в котором будут установлены критерии отнесения твердых, жидких и газообразных отходов к РАО.

Повышение достоверности контроля выбросов и сбросов АС

Иванов Е.А., Пырков И.В., Полянцев С.С.
ОАО «ВНИИАЭС»

С 2001 года, в соответствии с санитарными правилами СП АС–99, а затем и СП АС-03, для АС ОАО «Концерн Росэнергоатом» исходя из концепции безусловно приемлемого радиационного риска для населения (менее 10^{-6} год$^{-1}$) установлены предельно жесткие нормативы допустимых выбросов (ДВ) (на один-два порядка величины меньше, чем в прежних СП АЭС-79 и СП АЭС-88/93) радионуклидов в атмосферу и сбросов (ДС) в водные объекты. В настоящее время, благодаря технически достигнутому уровню безопасности, фактические выбросы и сбросы радионуклидов с АС ОАО «Концерн Росэнергоатом» многократно меньше соответствующих ДВ и ДС, при этом для отдельных нормируемых радионуклидов не превышают соответствующих нижних пределов измерений (НПИ). Это обстоятельство в ряде случаев создает проблему для корректного подтверждения соответствия выбросов и сбросов АС нормативным требованиям в соответствии с требованиями [1,2]. Так оценка соответствия выполняется без учета значений кон-

тролируемых величин менее НПИ и неопределенностей контроля, что на практике может приводить к существенному искажению оценки соответствия и провоцировать к использованию более «грубых» (с большими значениями НПИ) методов контроля. Другой, все еще нерешенной проблемой является необходимость учета потерь радиоактивных аэрозолей и йода в штатных системах пробоотбора, которые по оценкам [3] многократно занижать результаты контроля.

Исходя из того, что поступление радионуклидов в водные объекты определяется дебалансными водами АС, а радиоактивность других жидких сбросов (ХФК, ПЛК, оборотные технические воды) не связана с эксплуатацией АС (обусловлена ЕРН и глобальными выпадениями радионуклидов (^{137}Cs, ^{90}Sr) вследствие ядерных взрывов в 60-е годы прошлого столетия и чернобыльской катастрофы (1986 г.)), представляется обоснованным установление нормативов ДС только для тех водных объектов, которые являются приемниками очищенных дебалансных вод АС. Кроме того, актуальной задачей является оптимизация (обоснованное сокращение) перечня контролируемых радионуклидов в жидких сбросах АС, который, исходя из результатов расчетно-теоретических исследований формирования сброса радионуклидов с АС в водные объекты и анализа их сравнительной радиологической опасности ОАО «ВНИИАЭС», может быть ограничен восьмью нормируемыми радионуклидами (^{3}H, ^{54}Mn, ^{60}Co, ^{103}Ru, ^{106}Ru, ^{131}I, ^{134}Cs, ^{137}Cs.), вклад которых в дозу облучения населения по данному пути воздействия составляет более 95 %.

Еще одной важной проблемой, требующей решения, является оценка необходимости контроля ^{3}H и ^{14}C в выбросах и сбросах российских АС, поскольку все страны мира с развитой атомной энергетикой, контролируют поступление этих радионуклидов в ОС.

Секция 2

ЭКОНОМИКА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Организационно-методические аспекты управления успешностью профессиональной деятельности персонала в атомной энергетике

Аксиненко С.П.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Развитие атомной энергетики, предопределяет увеличение требований, предъявляемых к персоналу, в том числе требований по обеспечению ядерной и радиационной безопасности. Анализ проблем формирования успешности профессиональной деятельности (далее по тексту – УД) и ее оценка получили развитие в научных трудах российских и западных специалистов: Однако следует отметить отсутствие единого, системного подхода к решению вопросов успешности деятельности персонала АЭС. Успешность - далее будем понимать как объективный интегральный показатель эффективности труда, самоактуализации профессионального потенциала работника, который выражается в признании внешней средой (непосредственный руководитель, вышестоящий руководитель) достижений работника. УУПД персонала атомных станций – систематический процесс совершенствования организационных показателей труда на основе научно-практических знаний о человеке в сфере производства в целях оптимизации труда и минимизации рисков снижения надежности работы атомных станций. Нами выделены семь основных принципов которые стали основой для разработки концептуальных положений и построения системы УУПД персонала атомных станций.

Основными инструментами УУПД персонала на атомных станциях являются:

- словарь и шкалы компетенций профессиональной деятельности для 142-х основных и специфичных должностей АЭС;
- банк профессиональных стандартов (нормативные документы, отражающие требования к 15 основным профессиям АЭС по квалификационным уровням);
- банк профессиограмм для 142-х основных и специфичных должностей АЭС;
- профили и модели трудовых компетенций по 142 должностям АЭС.

Разработанная методика оценки УД предлагает проводить ежегодную и ежеквартальную оценку успешности работника станций на основе комплекса методов оценки. Столь серьезное внимание оценке уделяется в связи с высокой значимостью деятельности персонала с позиций обеспечения ядерной безопасности.

В ходе ежеквартальной оценки УД оценивается успешность профессиональной деятельности за предыдущий квартал по целям, поставленным в начале квартала, показателям труда и рабочим заданиям,

которые были запланированы совместно с подчиненным на период оценки и содержатся в Требованиях к должности.

Результаты ежегодной оценки УД являются основой для принятия решений о служебном росте работника. Итоговая годовая оценка основывается на динамике достижений работника за истекший год работы. При ежеквартальной регистрации УД работника появляются объективные показатели профессионального роста, которые должны учитываться при увеличении разряда, повышении работника по карьерной лестнице, при повышении оплаты труда и выборе средств нематериального стимулирования работника.

Нормирование расхода ядерного топлива как инструмент управления эффективностью энергоблоков АЭС

Ватагин М.Ю.

Союз ветеранов атомной энергетики Украины, Киев

Сегодня, проводя сравнение результатов работы и ставя задачи повышения эффективности энергетического производства на АЭС, повсеместно принято опираться на значение показателя, характеризующего интенсивность использования оборудования, называемого коэффициентом использования мощности и обозначаемого КИУМ. Но повышение интенсивности использования имеющегося оборудования на полную мощность еще не означает лучшего результата по технологической эффективности производства энергии на АЭС.

На самом деле эффективность, в смысле более низких затрат на единицу готового продукта, достигается при большем значении известного показателя, называемого чистым коэффициентом полезного действия и обозначаемого $КПД_{нетто}$, и связанным с ним определенным образом меньшем значении удельного расхода топливного ресурса на единицу отпущенной энергии.

В 2010-2011гг. выполнен ряд исследований и разработок, позволяющих ввести параметр расхода ядерного топлива в условном исчислении (ЯТУИ) в число инструментов управляющего воздействия на повышение эффективности энергетического производства. Абсолютные и удельные значения ЯТУИ достаточно результативно могут использоваться при: оценке результатов хозяйственной деятельности; планировании по технически обоснованным нормативам; сравнении видов генерации в топливном сегменте энергетики; расчетном определении эффективности реконструкции и внедрения новой техники.

Систематизация информации основывалась на «Алгоритме расчетного определения расхода ядерного топлива в условном исчислении на производство электрической и тепловой энергии, отпускаемой АЭС»

(РОЯТУЭ) и применении определенных способов трансформации натуральных и стоимостных величин с соответствующими единицами измерений, описанных в специальной литературе и разработанных в ходе предыдущих исследований.

Численные значения параметров ограничиваются типовым набором технических показателей, представленных в статистической и отраслевой отчетности.

Центральное место занимает рассмотрение технологической эффективности и топливной составляющей производства энергии.

Численно определенный характер расхода учетной величины ЯТ, выраженного линейной (пропорциональной) зависимостью от количества произведенной первичной теплоты, позволяет проводить техническое нормирование расхода топливного ресурса.

Норма расхода учетной величины ЯТ определяется совокупностью следующих нормативов: удельного расхода топливного ресурса на производство первичной теплоты; удельного расхода электрической энергии на доставку тепловой энергии от точки отбора до коллекторов; потерь первичной теплоты при ее преобразовании в электрическую (тепловую) энергию; расхода электрической энергии на собственные нужды.

Операционная эффективность ОАО «Концерн Росэнергоатом» и пути ее достижения

Демидова Л.Н.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

На текущий момент усилиями руководителей всех уровней в ОАО «Концерн Росэнергоатом» внедряется и совершенствуется система управления издержками, которая невозможна без соблюдения режима жесткой финансовой и производственной дисциплины.

Контроль издержек осуществляется одновременно и со стороны ГК «Росатом», и Федеральными органами исполнительной власти.

- В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.09.2008 № 705 для Концерна установлено задание на снижение удельных эксплуатационных расходов на 2,5% ежегодно от уровня 2006 года по трем статьям: «Работы (услуги) производственного назначения», «Сырье и материалы» и «Ремонт основных фондов» (далее – статьи РЭН).

В целях достижения установленного задания филиалам Концерна – АЭС в рамках бюджетного процесса доводятся лимиты финансовых средств, проводится постоянный мониторинг их исполнения.

- Проводится ряд мероприятий по выполнению поручения Президента Российской Федерации по снижению затрат на приобретение товаров (работ, услуг) в расчете на единицу продукции

не менее чем на 10 процентов в год в течение трех лет в реальном выражении в ценах 2010 года.

- Кроме того, Госкорпорацией «Росатом» в рамках разработки единой концепции развития и системы стратегических показателей до 2030 года для Концерна были утверждены целевые ориентиры индикаторов развития и их предварительные значения до 2015 года, в том числе целевой ориентир «Условно–постоянные затраты (контролируемые) на 1 МВт*ч, руб/МВт*ч» (в сопоставимых ценах 2010 года) с целевым значением 252 руб/МВт*ч в 2015 году.

Достижение уровня целевого индикатора к 2015 году в размере 252 руб./МВт*ч возможно только при условии, что рост затрат должен быть ежегодно ниже уровня инфляции на 2%.

Назначение системы «Ключевых показателей эффективности и мотивации» состоит в фокусировании усилий всех работников на достижение наиболее значимых для организации результатов, а также в увязке размеров вознаграждения по итогам года с выполнением КПЭ.

Наряду с мотивационной функцией, КПЭ прививают работникам Концерна культуру эффективности, в рамках которой все усилия должны оцениваться с точки зрения получаемой выгоды.

Ежегодно Госкорпорация «Росатом» формирует перечень ключевых показателей на предстоящий год, обязательных для включения в карты КПЭ руководителей организаций Госкорпорации «Росатом» и методики их расчета. В соответствии с принципами декомпозиции формируются показатели, направленные на выполнение КПЭ Генерального директора, которые транслируются на руководителей всех уровней.

В целях повышения инвестиционной деятельности разрабатывается «Инвестиционный меморандум» (горизонт планирования – 5лет).

Плановый целевой показатель снижения инвестиционных издержек по Программе снижения инвестиционных издержек Концерна на 2011 год составил 10,2 млрд рублей в текущих ценах.

Фактическое снижение инвестиционных издержек Концерна за 2011 год в текущих ценах составило 20,8 млрд руб., в том числе:

- экономия по снижению стоимости материалов по представленным исходным данным подрядчиков при осуществлении контроля ценообразования – 5,9 млрд руб.;
- снижение стоимости при проведении конкурсных процедур при приобретении материалов, оборудования, услуг от начальной стартовой цены – 8,4 млрд руб.;
- экономия в результате проведенной работы экспертной комиссии по подготовке к проведению конкурсных процедур в области капитального строительства – 4,4 млрд руб.;
- снижение инвестиционных издержек филиалами (за счет оптимизации индексов и расценок) – 2,1 млрд рублей.

Особенности тарифообразования и тарифной политики ПАТЭС

Завьялов С.Н.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Плавучая атомная теплоэлектростанция (ПАТЭС) – энергоисточник нового поколения, создающийся на базе российских технологий атомного судостроения и предназначенный для надежного круглогодичного энергоснабжения удаленных районов Арктики и Дальнего Востока, находящихся в топливодефицитных регионах с экстремально суровыми климатическими условиями.

ПАТЭС могут использоваться для энергоснабжения объектов промышленности и населения в районах, где размещение наземных АЭС невозможно или нецелесообразно и обладающих при этом высоким экономическим потенциалом.

Размещение ПАТЭС в удаленных топливодефицитных районах полностью оправдано экономически. В отличие от традиционных источников энергии, использующих органическое топливо, ПАТЭС способны обеспечить надежное энергоснабжение потребителей в течение длительного времени, не зависят от конъюнктуры цен на энергоносители, перебоев с поставкой топлива, не загрязняют окружающую среду. При этом ПАТЭС позволяют заменить в топливном балансе значительные объемы привозного дизельного топлива и мазута и, за счет более низкой топливной составляющей, создать условия для снижения тарифов на электрическую и тепловую энергию в регионе.

ПАТЭС также обладает рядом преимуществ по сравнению с наземными АЭС малой мощности. Основной элемент станции – плавучий энергоблок, 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 береговые и гидротехнические 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. Еще одним конкурентным преимуществом, оказывающим влияние на тариф, является упрощенная схема вывода из эксплуатации ПАТЭС и отсутствие необходимости в рекультивации территории станции.

В результате ПАТЭС способны обеспечить более низкую стоимость электрической и тепловой энергии в планируемых районах размещения, как по сравнению с традиционными энергоисточниками, использующими привозное органическое топливо, так и по сравнению с наземными АЭС.

Тенденции в ценообразовании на продукцию (услуги) предприятий ядерного топливного цикла для АЭС

Никишкина И.Н.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

1. Перечень поставщиков ядерного топлива для ОАО «Концерн Росэнергоатом»:

- ОАО «ТВЭЛ» — в части топлива на основе диоксида урана (UO_2) для действующих АЭС и строящихся энергоблоков ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000, БН-600, БН-800, ЭГП-6, ВВЭР-1200 ,
- ОАО «ГНЦ «НИИАР» — в части уран-плутониевого топлива для реакторов БН-600, БН-800.

Перечень поставщиков комплектующих активной зоны реакторов АЭС: ОАО «ТВЭЛ», ОАО «МЗП», ОАО «МСЗ», ФГУП «ПСЗ», ОАО «ВПО «ТОЧМАШ», ОАО «ЦКБМ», ОАО «НИКИЭТ».

Поставщики услуг по обращению с ОЯТ:

- ФГУП «ПО «МАЯК» — в части услуг по переработке ОЯТ ВВЭР-440, БН-600, некондиционного ОЯТ РБМК-1000 и длительного хранения РАО;
- ФГУП «ГХК» — в части услуг длительного технологического хранения ОЯТ ВВЭР-1000, РБМК-1000, находящегося в федеральной собственности.

2. Поставка ядерного топлива для действующих и строящихся атомных станций осуществляется в рамках централизованного договора с ОАО «ТВЭЛ», который является для ОАО «Концерн Росэнергоатом» единственным поставщиком ядерного топлива на основе диоксида урана ($UO_{2)}$.

Поставка комплектующих активной зоны осуществляется как по централизованным, так и по децентрализованным договорам.

Договора на поставку комплектующих активной зоны определенной номенклатуры заключаются с единственными поставщиками: ОАО «ТВЭЛ», ОАО «МСЗ», ОАО «МЗП», ФГУП «ГНЦ РФ ФЭИ».

Существует определенная номенклатура комплектующих активной зоны, поставка которых осуществляется по договорам, заключаемым по результатам проведения конкурсных процедур в соответствии с федеральным законом от 21.07.2005 ФЗ-94 «О размещении заказов на поставки товаров».

3. На учете в филиалах ОАО «Концерн Росэнергоатом» — атомных станциях находятся как ядерные материалы, являющиеся собственностью ОАО «Концерн Росэнергоатом», так и находящиеся в федеральной собственности, переданные в пользование ОАО «Концерн Росэнергоатом» в рамках договора с Госкорпорацией «Росатом».

Свежие ядерные материалы, поставляемые в филиалы ОАО «Концерн Росэнергоатом» - атомные станции по централизованному договору с ОАО «ТВЭЛ» принимаются в собственность ОАО «Концерн Росэнергоатом».

4. Цены на свежее ядерное топливо являются государственно-регулируемыми и устанавливаются федеральной службой по тарифам на базовые ТВС. На все остальные ТВС различных исполнений цены устанавливаются методом индексации.

Цены на новые штатные виды ТВС для новых типов строящихся реакторов (ПАТЭС, БН-800) должны проходить экспертизу в федеральной службе по тарифам.

Цены на комплектующие активной зоны производства ОАО «ТВЭЛ», ОАО «МСЗ» регулируется Госкорпорацией «Росатом».

5. Предусматриваются различные модели ценообразования на услуги по обращению с отработавшим ядерным топливом, находящимся в федеральной собственности, и отработавшим ядерным топливом, находящимся в собственности ОАО.

Особенности участия действующих и новых энергоблоков АЭС в оптовом рынке электроэнергии и мощности

Новиков А.А., Полозов А.Г.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Специфика работы и необходимость обеспечения безопасной эксплуатации обуславливают соответствующие требования к экономическим условиям функционирования АЭС в действующей и перспективных правилах рынка. В этой связи модель рынка, в котором участвует атомная генерация, должна учитывать необходимость обеспечения эксплуатирующей АЭС организации средствами, обеспечивающими безопасную эксплуатацию. Помимо этого, за счет средств, получаемых от реализации электроэнергии действующих АЭС, частично осуществляется финансирование действующей масштабной программы строительства новых энергоблоков АЭС, что также требует отдельного учета при разработке правил участия атомной генерации в рынке.

Действующая в 2006-2010 гг. «переходная» модель рынка электроэнергии и мощности позволяла АЭС получать средства на эксплуатацию и строительство за счет установления ФСТ России соответствующей величины тарифа на мощность, а также за счет доходов от продажи электроэнергии по свободным ценам.

Вступившая в силу с 01.01.2011 модель оптового рынка (так называемая, «целевая» модель) предусматривает следующие особенности участия атомной генерации:

1. Гарантия получения средств на безопасную эксплуатацию АЭС;

2. Гарантии получения средств для продолжения начатого строительства энергоблоков АЭС;

3. Гарантии будущей оплаты строящихся энергоблоков АЭС;

4. Возможность участия новых энергоблоков АЭС в конкурентных отборах за право поставки мощности за 5 и более лет до начала поставки, что обеспечивает учет длительности строительства АЭС по сравнению с тепловой генерацией.

В докладе детально описываются особенности участия АЭС в «целевой» модели рынка, раскрываются механизмы реализации гарантий получения средств на безопасную эксплуатацию, обеспечение строительства и будущей оплаты новых энергоблоков. Помимо этого представлены основные аспекты работы АЭС на оптовом рынке в 2011–2012 гг., значимые события, повлиявшие на функционирование оптового рынка в данном периоде, а также перспективы развития «целевой» модели рынка.

Модель пообъектного планирования амортизации основных средств на Калининской АЭС. Предложения по реализации в SAP

Слынев А.С.
Калининская АЭС

1. Целью пообъектного планирования амортизации основных средств (далее ОС) является снижение погрешности в плане за счет проведения индивидуальных расчетов по каждому объекту. Существующая практика планирования амортизации по средним нормам амортизационных отчислений (либо от факта начисленной амортизации по последнему месяцу) имеет ряд недостатков (не учитывается достижение нулевой балансовой стоимости конкретных ОС в течение года, не учитывается изменение средних норм амортизационных отчислений в результате проведения модернизации, ввода и выбытия ОС), которые создают погрешность от 3% до 10% от суммы плана по амортизации.

2. Модель пообъектного планирования амортизации основных средств – это совокупность алгоритмов и методологических допущений для проведения автоматизированного расчета экономических параметров (первоначальная, остаточная стоимости, амортизация, текущие и средние норма отчислений и т.д.) по каждому объекту основных средств. Благодаря бухгалтерскому учету основных средств по инвентарным объектам, имеется возможность вывода данных по каждому объекту и использование их в качестве исходных для проведения расчета на планируемый период.

3. Систематизация процессов планирования вводов основных средств является одним из основных элементов модели пообъектного планирования. Ввод новых и модернизация имеющихся мощностей на Калининской АЭС ежегодно увеличивают сумму начисления амортизации на 5–15%. В связи с этим модель пообъектного планирования предполагает ежегодное формирование и пообъектный учет вводов (модернизации) ОС при проведении расчета амортизации.

4. Реализация модели пообъектного планирования амортизации основных средств в «Программе пообъектного расчета амортизационных отчислений» на базе Excel (далее «ППР»). В связи с тем, что на балансе АЭС числится более 40 000 групповых объектов ОС, пообъектный расчет не может быть произведен вручную. «ППР» — это файл MS Excel являющийся многоструктурным шаблоном с полями для ввода исходных данных и алгоритмами состоящих из формул и макросов для их обработки.

5. Модель пообъектного планирования может быть реализована в системе SAP. Для реализации необходимо произвести доработку существующих и добавление недостающих форм с последующим внедрением алгоритмов расчета и обработки данных, а также обеспечить автоматический импорт данных по ОС из бухгалтерского учета.

Формирование и реализация инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом» с учетом требований федеральных органов исполнительной власти

Степанов А.А.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

I. Этапы формирования инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом»:

- Инвестиционная деятельность в форме капитальных вложений в ОАО «Концерн Росэнергоатом» в соответствии с Программы деятельности Госкорпорации «Росатом» на долгосрочный период (ПДД).
- Разработка и актуализация Долгосрочной инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом» (ДИП) на 12 летний период (позволяет также осуществлять мониторинг по основным финансово-экономическим показателям).
- Формирования трехлетней (среднесрочной) инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом», утверждаемой Минэнерго России в части следующего года в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

- Взаимодействие с ГК «Росатом» в рамках Инвестиционного соглашения от 04.03.2010 № 10.4-4.4-10/49 между ГК «Росатом», ОАО «Атомэнергопром» и ОАО «Концерн Росэнергоатом».
- Действующие процедуры включения/исключения инвестиционного проекта в/из инвестиционной программы (Инвестиционные комитеты ОАО «Концерн Росэнергоатом» и ГК «Росатом», инвестиционный меморандум ОАО «Концерн Росэнергоатом»).
- Формирование Сводной инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом» на текущий год (СИП) — балансировка потребности финансирования в разрезе инвестиционных проектов и мероприятий и имеющихся источников финансирования текущего года.
- Утверждение ГК «Росатом» основных финансово-экономических показателей инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом».
- Процедура корректировки инвестиционной программы ОАО «Концерн Росэнергоатом».

II. Долгосрочные перспективы развития АЭ:

- Стратегия развития атомной энергетики России в первой половине XXI века.
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, одобренная распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.03.2008 № 215-р.

III. Реализация инвестиционной политики ГК «Росатом» в ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Место и роль ОАО «Концерн Росэнергоатом» в структуре Госкорпорации «Росатом»

Хлебникова Н.С.
Госкорпорация «Росатом»

ОАО «Концерн Росэнергоатом» (РЭА) – одна из ключевых организацией в цепочке создания стоимости Госкорпорации «Росатом» (ГК). В структуре дивизиональной системы ГК, сформированной по основным видам деятельности и доле внутригрупповых оборотов, РЭА является головной организацией дивизиона «Электроэнергетический» (дивизион).

Доля выручки дивизиона в структуре выручки ГК – 40%. Дивизион состоит из АЭС, филиалов РЭА, а также ремонтных и энергосбытовых организаций отрасли. Энергетика является высшим переделом атомной отрасли и играет роль основного заказчика на другую продукцию и услуги Росатома.

Основная задача РЭА – экономически эффективное и безопасное производство электрической и тепловой энергии на атомных станциях России и ее реализации.

Стратегические цели по масштабному развитию ГК предполагают решение серьезных проблем и формируют ряд внутренних и внешних вызов, в решении которых РЭА играет существенную роль.

Основной вызов внутри РФ – низкая конкурентоспособность новых АЭС по сравнению с другими технологиями. Основной вызов за рубежом – конкурентоспособность проектов АЭС.

Увеличение доли атомной генерации в РФ, международная экспансия, в том числе сервис блоков на основе технологии ВВЭР за рубежом, выход на розничный рынок электроэнергии, замыкание ядерного топливного цикла – стратегические ориентиры РЭА в решение основных вызовов развития ГК.

Основными направлениями работ РЭА на сегодняшний день, отражающих существующие возможности ГК, являются:

- повышение эффективности проектов капитального строительства,
- развитие компетенции девелопера и создание единого центра ответственности за осуществление и общую рентабельность проектов на базе энергетического бизнеса,
- повышение отдачи от АЭС в России (операционное совершенствование, в частности повышение коэффициента готовности; повышение маневренности российской энергосистемы для увеличения доли АЭС в генерации электроэнергии; развитие розничного сбыта для хеджирования ценовых рисков; развитие бизнеса за рубежом: строительство АЭС с использованием схемы ВОО, экспорт электроэнергии в Европу и формирование сопутствующих активов, решение проблемы создания инфраструктуры атомной энергетики в странах, ранее не имевших атомной отрасли; практическая программа НИОКР, позволяющая начать поэтапную реализацию программы замыкания ядерного топливного цикла и снижения объемов РАО и ОЯТ).

Ключевыми задачами – внутренними вызовами на сегодняшний день для РАЭ являются:

1. Поддержание заданного темпа сооружения АЭС в условиях сокращения объемов бюджетного финансирования и недополучения средств от продажи электроэнергии из-за тарифного регулирования и установления новых правил рынка.

2. Снижение накопленных проблем ядерного наследия, модернизация систем контроля радиационной обстановки, аварийного реагирования и медико-санитарного обеспечения.

3. Укрепление инновационного потенциала дальнейшего развития ядерных технологий и расширение сферы их использования (ВВЭР-ТОИ, реакторы на быстрых нейтронах, ПАИЭС, КППЭ).

4. Повышение эффективности управления при безусловном обеспечении ядерной и радиационной безопасности.

5. Обеспечение преемственности в сфере деятельности РЭА и подготовка ключевого персонала в целях бесперебойного обеспечения кадровыми ресурсами проектов российской атомной отрасли как в стране, так и за рубежом.

В процессе решения глобальных вызов ГК РЭА формирует для организаций отрасли ряд задач, направленных на повышение эффективности деятельности и дальнейшее развитие атомной энергетики в России.

РЭА является одним из крупнейших участников на рынке электроэнергии и мощности в России и находится в постоянном диалоге с регулирующими органами рынка, технадзора, исполнительной власти, решая следующий ряд задач — внешних вызовов в рамках развития атомной отрасли:

1. Принимает активное участие в регуляционных процессах изменяющейся модели рынка электроэнергии и мощности.

2. Борется за снижение цен на рынке.

3. Постоянно повышает и соответствует высоким международным требованиям к безопасности.

4. В целях повышения эффективности деятельности проводит регулярную работу по изменению законодательства, в том числе в части обращения с РАО и ОЯТ.

Госкорпорация в свою очередь оказывает законодательную поддержку РЭА, выстраивая системы лоббирования его интересов в органах власти, при междивизиональном взаимодействии, осуществляет методологическую и методическую поддержку процессов планирования.

Методология и оптимизация расходов АЭС по производству тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в условиях государственного регулирования тарифов

Андреева В.Н.
Калининская АЭС

1. В соответствии с Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации производство тепловой энергии в режиме комбинированной выработки

электрической и тепловой энергии относится к регулируемому виду деятельности.

2. В условиях проведения государственной политики сдерживания роста тарифов с целью обеспечения и поддержания жизненного уровня населения основным методом регулирования тарифов на тепловую энергию является методом индексации тарифов.

3. Метод индексации тарифов не учитывает ряд существенных вопросов, связанных с особенностями производства тепловой энергии на АЭС:

а) возможность применения коэффициентов распределения затрат на производство электрической и тепловой энергии только в отношении расходов на ядерное топливо и ремонтно-эксплуатационные нужды АЭС;

б) зависимость фактического коэффициента отнесения затрат на производство тепловой энергии, объемов отпуска электро- и теплоэнергии в условиях перехода энергоблоков на эксплуатацию в 18-ти месячном топливном цикле при мощности 104 % от номинальной и выводе блоков в ремонт в период максимального несения нагрузки по выработке и отпуску тепловой энергии. Пофакторный анализ на примере 2009-2011гг. (помесячно);

в) взаимозависимость ввода новых мощностей и значительного роста амортизационных отчислений при сохранении объемов производства и товарного отпуска тепловой энергии. Динамика на примере 2003–2005 гг. (ввод 3 блока КЛНАЭС), 2010–2012 гг. (ввод 4 блока КЛНАЭС);

г) учет расходов в период опытно-промышленной эксплуатации новых энергоблоков в условиях «котлового» метода учета затрат;

д) вариант отнесения расходов на производство тепловой энергии по плановой калькуляции 1 Гигакалории (Гкал) с предельным уровнем рентабельности (1–5%).

Экономические аспекты вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС

Маканина С.Н., Сорокина М.С., Бунак И.В.
Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»

В последние годы всё большее значение приобретают вопросы, связанные с выводом из эксплуатации атомных электростанций и других радиационно-опасных объектов. Предлагаются различные сценарии вывода из эксплуатации. Важным аспектом в принятии решения о выборе сценария является оценка стоимости затрат на реализацию мероприятий по выводу из эксплуатации, а также технико-

экономические обоснования таких инвестиционных проектов. В докладе рассматриваются основные аспекты, в том числе: определение номенклатуры работ и затрат, влияющих на стоимость вывода из эксплуатации; сценарии вывода из эксплуатации на основе концепций, разработанных для Нововоронежской АЭС, Кольской АЭС и Курской АЭС; расчет удельных показателей стоимости работ на примере проекта вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 НВАЭС; расчет стоимости ликвидации энергоблоков с РУ типа ВВЭР при различных сценарных условиях (на примере Кольской АЭС) и с РУ типа РБМК (на примере Курской АЭС); наиболее предпочтительные сценарии вывода из эксплуатации с экономической точки зрения.

Авторы доклада акцентируют внимание на необходимости создания определенных условий, необходимых для повышения достоверности расчетных данных по затратам при выполнении оценок стоимости вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС.

В ходе разработки проекта вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 НВАЭС впервые была определена номенклатура технико-экономических показателей (натуральные, стоимостные и удельные). Перечень этих показателей обеспечивает базу для дальнейшего сравнения проектов вывода из эксплуатации по критическим параметрам, определяющим суммарную стоимость проекта, а также обеспечивает возможность поиска резервов для оптимизации суммарной стоимости проекта. Как известно, проекты вывода из эксплуатации являются затратными. Однако в этих проектах могут иметь место и доходные статьи, в том числе денежные поступления от возможной реализации материалов повторного использования, к которым относится, например, металлический лом (фрагментированное оборудование, железные каркасы строительных конструкций и т. д.). Поступления от реализации металлического лома по предварительным оценкам могут компенсировать 9–17% стоимости вывода энергоблоков из эксплуатации (в зависимости от коэффициента утилизации металла). Стоимость капитальных затрат на вывод из эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 НВАЭС по своему абсолютному значению сопоставима со стоимостью мероприятий по ПСЭ отдельных энергоблоков АЭС. Важным фактором, влияющим на суммарную стоимость мероприятий по выводу из эксплуатации энергоблоков, являются эксплуатационные затраты на этапе сохранения объекта под наблюдением (длительностью от 30 до 70 лет). По своему значению они сопоставимы с затратами капитального характера (демонтаж, резка, дезактивация и пр.).

Особое значение приобретают вопросы, связанны с формированием резерва на обеспечение вывода АЭС из эксплуатации. В ходе переговоров с потенциальными иностранными инвесторами и заказчиками неоднократно обострялся вопрос о недостаточности

финансовых средств при существующих нормативах отчислений (1,3 % от выручки). Эти вопросы требуют отдельных исследований и принятия незамедлительных решений, имея в виду возможность каждой АЭС самостоятельно накапливать денежные средства для вывода из эксплуатации, как это принято за рубежом. В этом случае отечественные АЭС могут претендовать на конкурентоспособность в условиях внешнего рынка.

Экономическая модель всех стадий жизненного цикла инвестиционного проекта «ВВЭР-ТОИ»

Мельникова Ю.Е., Бунак И.В., Грикуров А.В.
Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» ОАО «ВНИИАЭС»

В условиях усиливающейся конкурентной борьбы на внешнем и внутреннем энергетических рынках Госкорпорация «Росатом» ставит перед проектно-конструкторскими и научно-исследовательскими организациями ядерно-энергетической отрасли приоритетную задачу по разработке типового, оптимизированного и информатизированного проекта АЭС (ВВЭР-ТОИ) на основе современных 6D-технологий. Параллельно с разработкой проекта создаётся единое информационное пространство, в рамках которого должны существовать и взаимодействовать различные программные комплексы (информационно-пространственная модель проекта, математическая модель проекта, экономическая модель проекта, стоимостная база данных материальных и трудовых ресурсов, единый отраслевой номенклатурный каталог оборудования и материалов, информационно-аналитические системы управления различными предметными областями и т.д.). Особое место и роль в ряду указанных программных продуктов отводится экономической модели всех стадий жизненного цикла энергоблока АЭС серии ВВЭР- ТОИ. Это вызвано тем, что оптимизация всех проектных решений базового проекта (Нововоронежской АЭС-2) должна осуществляться, главным образом, в направлении улучшения экономических показателей энергоблоков, которые в настоящее время признаны основными критериями конкурентоспособности АЭС.

Разработанная в виде клиент-серверного приложения с Web-интерфейсом экономическая модель представляет собой интегрированную систему расчетов показателей экономической эффективности, увязанных между собой определенными алгоритмами. Конфигурация модели была сформирована с учетом потребностей широкого круга потенциальных пользователей (ГК «Росатом», ОАО «Концерн Росэнергоатом», ЗАО «АСЭ» и др.) и включает в себя

семь функциональных модулей. Модель позволяет решать следующие основные задачи:

- определять стоимость сооружения энергоблока (капитальные затраты), эксплуатационные издержки, а также расходы на вывод из эксплуатации, с привязкой к конкретному региону размещения АЭС;
- проводить функционально-стоимостной анализ на основе декомпозиции энергоблока по системам и элементам, в том числе для покомпонентного сравнения с конкурирующими объектами и определения перспективных областей улучшения конфигурации объекта;
- выбирать оптимальные проектные решения с точки зрения их наибольшего вклада в экономическую эффективность, а также проводить экспертизу готовой проектной продукции на предмет соответствия заданным экономическим параметрам.

Принципиальные отличия экономической модели от существующих программных продуктов (ТЭО-Инвест, Альт-Инвест, Project Expert и др.) включают учет отраслевых особенностей российской атомной энергетики, расширенные функциональные возможности, улучшенные потребительские качества, защищенность программного кода, а также возможность постоянного развития модели для решения новых задач.

Оценка эффективности инвестиций в проект по продлению срока эксплуатации 3-4 энергоблоков Нововоронежской АЭС до 55-60 лет

Нетяга Н.Н.
Нововоронежская АЭС

В 2016 и 2017 годах завершается 15-летний дополнительный срок эксплуатации соответственно энергоблоков №3 и №4 Нововоронежской АЭС. Следующие факторы дают основания полагать, что принципиально возможно продление срока эксплуатации указанных энергоблоков до 60 лет:

- положительный опыт эксплуатации 4-х энергоблоков с ВВЭР-440 I поколения (№ 1, 2 Кольской АЭС и № 3, 4 Нововоронежской АЭС) за пределами проектного срока службы (суммарная наработка в период дополнительного срока службы составляет в настоящий момент более 30 реакторо-лет);
- появление новой, менее консервативной методики оценки повторного радиационного охрупчивания корпуса реактора;
- возможность реализации апробированных мероприятий по частичному восстановлению ресурса корпусов: выполнение повторного отжига корпусов реакторов.

Зарубежный опыт выполнения работ по ПСЭ (прежде всего опыт США) подтверждает возможность ПСЭ действующих энергоблоков АЭС до 60-ти лет. Кроме того, в США в настоящее время оценивается возможность ПСЭ до 70–80 лет.

Одной из основных составляющих в принятии решения о продлении срока эксплуатации энергоблоков № 3,4 до 60 лет является оценка эффективности инвестиций в продление срока службы. Проект по продлению срока службы энергоблоков № 3,4 Нововоронежской АЭС является долгосрочным инвестиционным проектом.

Оценка эффективности инвестиций включает расчет таких индикаторов эффективности как рентабельность инвестиций, срок окупаемости проекта, эффективности вложения капитала в продление срока службы.

При проведении оценки эффективности были применены различные методы: метод чистой приведенной стоимости проекта (NPV), метод внутренней нормы доходности (IRR, MIRR).

Проведенная оценка эффективности инвестиций показывает, что проект по продлению срока службы 3-4 энергоблоков является экономически эффективным и выгодным.

При проведении оценки эффективности инвестиций были использованы данные из «Итогового отчета по результатам оценки возможности продления сроков эксплуатации энергоблоков первого поколения с ВВЭР-440 до 60 лет. Энергоблоки № 3,4 Нововоронежской АЭС».

Оценка чувствительности модели развития ядерной энергетики россии к возможным изменениям ключевых экономических параметров

Егоров А.Ф., Коробейников В.В., Поплавская Е.В.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»
Фесенко Г.А.
ОИАТЭ НИИЯУ МИФИ, г. Обнинск

Ядерная энергетика является одним из немногих направлений энергопроизводства, способным удовлетворить существенно возросшие глобальные потребности в электроэнергии без создания характерной для органических видов топлива угрозы чрезмерных выбросов вредных веществ в атмосферу. Перспективы ядерного будущего сегодня находятся в сфере внимания многих стран.

Чтобы существенно повлиять в глобальном масштабе на производство энергии, энергетическую безопасность и улучшение экологической обстановки, производство ядерной энергии к середине века должно быть увеличено в несколько раз по сравнению с ныне достигнутым уровнем.

Значительные планы по развитию ядерной энергетики имеются и у России. Масштабы развития в период до 2030 г. определены в Энергетической стратегии с учетом развития всей экономики и энергетики в целом. Согласно документу суммарная мощность АЭС России составит к 2030 г. 52–62 ГВт. Очевидно, что при дальнейшем развитии ядерной энергетики необходимо обеспечить экономическую приемлемость и соблюдение критериев технической безопасности.

В рамках данной работы исследовался сценарий развития ядерной энергетики на долгосрочную перспективу, когда значительно обострятся ресурсные ограничения и возникает необходимость широкомасштабного ввода реакторов на быстрых нейтронах. Для анализа чувствительности инновационной ядерной энергетики России к возможным изменениям экономического характера и потребления ресурсов использовался программный комплекс MESSAGE, МАГАТЭ. В сценарии выбраны ключевые технические и экономические индикаторы, по которым идет сравнение. В сценариях, при изменении цены, на отдельные компоненты системы оценивается реакция: баланс тепловых и быстрых реакторов, количество плутония и др. параметров.

Секция 3

РАЗВИТИЕ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Подсекция 3.1
СОЗДАНИЕ НОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Концепция расширенного использования естественной циркуляции теплоносителя первого контура в энергоблоках с ВВЭР-1000(1200) и перспективы её реализации

Благовещенский А.Я., Бор С.М., Конович М.Н., Митюков В.Н.
Санкт-Петербургский ГПУ
Молчанов А.В., Безлепкин В.В., Кухтевич В.О.
ОАО «СПбАЭП»
Мохов В.А., Беркович В.Я.
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»
Драгунов Ю.Г.
ОАО «НИКИЭТ»
Давиденко Н.Н., Смирнягин А.В.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Канышев М.Ю., Богачек Л.Н., Бай В.Ф., Игнатьев Н.А.
Калининская АЭС
Аксёнов В.И.
ОАО «Атомэнергоремонт», г. Мытищи
Шумский Б.Е., Выговский С.Б.
НИЯУ МИФИ

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 неограниченном во времени 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;
- обеспечивается максимальная живучесть АЭС, благодаря возможности “самозапуска” в данной аварийной ситуации (этим качеством не обладают зарубежные аналоги);
- такой режим применим для энергоснабжения не только площадки АЭС, но и “городов-спутников” при возможной локализации аварии на ЛЭП (до её полного устранения);

Параметры работы оборудования, систем РУ, ПТУ и энергоблока в целом, а также алгоритмы функционирования систем в предлагаемом режиме использования ЕЦТ 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. Для выполнения данной работы с порядком выполнения и прохождения научно-технической до-

кументации, принятым в атомной отрасли, была подготовлена и направлена заявка в план НИОКР ОАО “Атомэнергопром” на 2009–2011 годы. Головной исполнитель – ОАО Санкт-Петербургский Институт “Атомэнергопроект”, однако, эта работа не была включена в план и не получила финансирования.

При рассмотрении “Концепции...” на совещании в ОАО “Концерн Росэнергоатом” 25.02.2010 она была отнесена к категории проектирования новых энергоблоков на базе основного оборудования РУ с ВВЭР–1000 (1200) и ПТУ (Протокол № п-32к/04-06/2010 от 25.02.2010). С учётом этого в сложившейся ситуации продвижение в вопросе практической реализации “Концепции ...” могло бы быть достигнуто включением работ в проект АЭС-2010 (ВВЭР-ТОИ), по которому предусмотрено финансирование, но этого не произошло. В сентябре 2010 г. “Концепция ...” была официально поддержана Российским научным центром “Курчатовский Институт” (письмо № 32-17/1213-2367 от 17.09.10), при этом было отмечено, что “... возможность улучшения потребительских характеристик АЭС может быть полезна в рыночной привлекательности проекта”.

Учитывая развитие аварии на АЭС «Фукусима-1», вышедшее за рамки проектных сценариев, необходимо использовать вскрытые возможности ЕЦТ как одного из важнейших факторов повышения безопасности АЭС в осложнённых аварийных ситуациях.

По результатам рассмотрения на 7-й МНТК «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР» в ОКБ «Гидропресс» (17-20 мая 2011) в Итоговом документе, утвержденном Директором Генеральным Конструктором, предлагаемая «Концепция использования ЕЦТ ...» представлена в двух категориях:

1. Особенно актуальные направления научных и проектных работ.
2. Работы, которые требуется своевременно в необходимом объёме планировать и выполнять с участием Генерального Проектировщика, Научного Руководства и Главного Конструктора (тем самым признаётся необходимость перевода работ из «вузовской» категории на отраслевую основу).

С учётом данных рекомендаций в ПКФ ОАО «Концерн Росэнергоатом» направлена заявка в план НИОКР на 2012 год. Таким образом, практическая реализация «Концепции...», направленной на дальнейшее развитие атомной энергетики на базе заложенных внутренних резервов основного оборудования атомных энергоблоков, обеспечивающей АЭС с ВВЭР-1000 (1200) новое качество – максимальную живучесть при указанной выше запроектной аварии, непосредственно зависит от принятия Руководством атомной отрасли решения о финансировании работ.

Система контроля и управления механизмами транспортно-технического оборудования перегрузки топлива ядерного реактора

Кольцов В.А.
ФГУП «Федеральный научно-производственный центр НИИ им. Ю.Е. Седакова»
Победоносцев А.Б.
ОАО «ОКБМ Африкантов», г. Нижний Новгород

Рассматриваются основные принципы построения системы контроля и управления механизмами транспортно-технологического оборудования (СКУ ТТО) перегрузки топлива ядерного реактора на быстрых нейтронах БН-800 строящейся Белоярской АЭС-2.

В основу построения СКУ ТТО заложены следующие принципы:

1. Трёхуровневая иерархическая архитектура:

- нижний уровень – датчики, исполнительные механизмы (электродвигатели);
- средний уровень – устройства сопряжения с объектами (УСО) на базе промышленных контроллеров и приводных преобразователей;
- верхний уровень – пункты дистанционного управления (АРМ операторов-технологов).

2. Пространственно-распределённая структура по способам размещения оборудования по зданиям и сооружениям АЭС и принципам обработки информации.

3. Применение локальной вычислительной сети обмена данными на всех уровнях с использованием оптических линий связи и промышленных протоколов.

4. Функциональное резервирование способов управления:

- автоматический;
- автоматизированный;
- дистанционный;
- ручной.

5. Ведение единой информационной базы данных параметров и сигналов системы, включая идентификацию местонахождения ТВС в любой момент времени.

6. Резервирование каналов контроля положения механизмов ТТО.

Отличительными особенностями системы по сравнению с аналогом (реактор БН-600 блока 3 Белоярской АЭС) являются:

- повышение степени автоматизации операций;
- увеличение количества переменных процесса;
- применение адаптивных алгоритмов управления;

- функционально-децентрализованная структура системы в части управления отдельными механизмами ТТО;
- использование математической модели ТТО в режиме on-line.

Инновационные технологии для ПТК АЭС, предлагаемые ООО «Московский завод «ФИЗПРИБОР»

Хочанский М.Д.
ООО «Московский завод «ФИЗПРИБОР»

В рамках реализации программы строительства атомных энергоблоков в России осуществляется разработка проектов (НВАЭС-2, РоАЭС-3, РоАЭС-4 ВВЭР-ТОИ), проекты выполняются на базе материалов с максимальным учетом опыта, полученного российскими организациями при разработке и осуществлении последних проектов АЭС, основанных на технологии ВВЭР, как в России, так и за рубежом (АЭС «Бушер», АЭС Калинин-3, АЭС Калинин-4, НВАЭС, АЭС «Куданкулам»). В этих проектах наш завод принимает самое активное участие, включая поставку большого количества оборудования систем обеспечения безопасности класса 2У.

В 2007 году заводом был разработан и изготовлен ПТК СКУ ХВО для АЭС «Куданкулам», где применена цифровая циклическая обработка сигналов для «решения» порядка четырехсот технологических алгоритмов в центральном процессоре управляющей станции. Оборудование отгружено в апреле 2008 года и введено на АЭС в эксплуатацию. ПТК СКУ ХВО состоит из 11 шкафов и рабочей станции. Объем оборудования ПТК: 454 задвижки, 80 электродвигателей и 18 регуляторов. Для сравнения объем технологического оборудования одного канала безопасности УСБТ энергоблока ВВЭР-1000 составляет 320 задвижек, 48 электродвигателей и 12 регуляторов.

Приняв за основу идеологию построения и технические средства ПТК СКУ ХВО, доработав структуру построения системы по выполнению требований ОПБ 87-98 для второго класса безопасности (троирование, можарирование, исключение возможности отказа по общей причине) на полигоне завода смонтирован и работает представленный комплекс ПТК СОБ-2 энергоблока №5 НВАЭС. Часть этого представительского комплекса демонстрируется в павильоне нашей конференции.

Очевидным достоинством такого ПТК является уменьшение (до пяти раз) количества шкафов, сокращение времени и трудоемкости проектирования, существенное удешевление системы. Учитывая презентации и протоколы приемки программно-технических средств КТПС-ПН, подписанные ведущими специалистами и руководи-

телями атомной отрасли и с учетом сертификации оборудования ПТК в системе ОИТ, наш комплекс может быть использован во всех новых проектах АЭС и является достойной альтернативой системе «TELEPERM TXS».

Актуальные вопросы оценки влияния техногенных воздействий на площадки размещения ОИАЭ

Козлов М.А., Калинкин А.А., Ермакович Ю.Л.
ОАО «СПбАЭП»

Безопасность ОИАЭ в значительной степени зависит от состояния систем и оборудования в реальных условиях их применения. Значительная роль в ходе анализа безопасности ОИАЭ приписывается воздействию самого объекта на персонал и окружающую среду. Однако в ходе подобного анализа зачастую игнорируется или не в полной мере учитывается воздействие поражающих факторов внешних техногенных воздействий на ОИАЭ.

Как показывает мировой опыт эксплуатации АЭС, данный подход может привести к печальным последствиям. Все помнят о прошлогодней трагедии в Японии – аварии АЭС Фукусима, которая получила разрушительные последствия из-за игнорирования вопросов возможных техногенных и природных катастроф на этапах проектирования и строительства.

На сегодняшний день в РФ и мире основными документами по учету внешних воздействий природного и техногенного происхождения на ОИАЭ являются: NS–G–3.1 «Внешние события техногенного происхождения в оценке площадки для атомных электростанций» МАГАТЭ; НП–064–05 «Учет внешних воздействий природного и техногенного происхождения на ОИАЭ»; НП–032–01 «Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности».

Методики расчета значений параметров внешних воздействий, подлежащих учету регламентируются нормативными документами РФ.

При этом отсутствуют методики позволяющие оценить воздействие лесных пожаров на безопасность ОИАЭ. Существующие методики, приведенные в вышеуказанных документах, содержат ряд неточностей и элементарных описок.

В период с 2006 года по настоящее время в ОАО «СПбАЭП» при участи специалистов ФГУ «СПбНИИЛХ», ведутся работы по созданию ПК «FOREST», позволяющего выполнить оценку последствий внешних воздействий природного и техногенного происхождения на площадку размещения ОИАЭ, на основе доработки существующих и разработки новых методик.

Программный комплекс (код) Forest предназначен для моделирования и расчета параметров внешних техногенных воздействий Лесных пожаров, Пожаров нефтепродуктов, Выбросов поллютантов, выделяющихся в процессе горения в атмосферу (с учетом рассеивания), Взрывов

В ПК «FOREST» впервые реализованы модели развития различных лесных пожаров, а также модель рассеивание поллютантов, возникающих в процессе горения при различных видах пожаров. Реализация таких методик не имеет аналогов в известных программных средствах РФ, ближнего и дальнего зарубежья.

В настоящее время ПК «FOREST» находится на стадии лицензирования. В ходе работ по данному вопросу силами специалистов ОАО «СПб«АЭП» выпущен сборник методик, реализованных в программе. В данном документе подробно изложен весь математический аппарат, реализованный в ПК. Выпущен верификационный отчет, в котором представлены результаты сравнительного анализа решения тестовых примеров, выполненных с применением ПК «FOREST» с результатами решения задач с применением аттестованных ПК и ручных расчетов.

В дальнейшем планируется расширение возможностей ПК «FOREST». Так, в настоящее время ведутся работы по моделированию пожаров пролива нефтепродуктов в водоемы (реки, озера, моря), также не имеющей реализации в других программных продуктах. Кроме того, постоянно расширяется база данных веществ, для различных сценариев, реализованных в ПК.

К вопросу анализа надежности систем РУ БН-800 для Белоярской АЭС

Калинкин А.А., Соболев А.Н., Стебенев Н.А., Фомина Ю.Б., Мирошниченко А.И.
ОАО «СПбАЭП»

В период с июля 2011 г. по настоящее время специалистами бюро ВАБ НИО ОАО «СПбАЭП» в рамках разработки ОООБ 4 блока Белоярской АЭС, выполняются работы по анализу надежности систем. Значительная доля рассматриваемых систем относится к системам нормальной эксплуатации, важных для безопасности. Основными проблемами, возникающими при выполнении работ по анализу надежности систем данного типа являются:

- необходимость учета неготовности оборудования из-за вывода в ремонт, вследствие отказов в ходе периодических проверок и испытаний при эксплуатации;

- необходимость учета эксплуатационных проверок и испытаний, как основного, так и обеспечивающего оборудования системы;
- наличие функциональных связей между технологически независимыми системами;
- сложность режимов работы систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности.

В докладе приводятся пути решения указанных проблем на примере анализа надежности системы питательной воды и систем вентиляции.

В ходе анализа надежности систем приточной вентиляции зачастую выявлялись их функциональные связи с системами вытяжной вентиляции и системами холодоснабжения. Эти технологически независимые друг от друга систем связаны посредством логики управления: включение канала системы вытяжной системы приводит к включению соответствующего канала приточной системы и (в теплое время года) включению соответствующего канала системы холодоснабжения. Отказ рабочего оборудования любой из систем приводит к автоматическому останову соответствующих каналов смежных систем и запуску оборудования резервных каналов. Проблема оценки надежности каждой из систем с учетом зависимостей между ними и конфигурацией каждой из систем – два рабочих канала и один резервный решена путем разработки совместной модели надежности с учетом допущений, представленных ниже:

- первый канал каждой системы моделирует отказы двух рабочих каналов в режиме работы в течение всего рассматриваемого интервала работы системы;
- второй канал каждой системы моделирует отказы оборудования при постоянной работе за время восстановления рабочего канала;
- резервный канал каждой системы моделирует отказы оборудования на запуск\изменение положения и постоянную работу за время восстановления первого канала.

Для систем, функционирующих в комплексном режиме «включение–работа–выключение» моделирование выполнялось с учетом следующих допущений:

- неготовность элементов каждого канала по причине выявленных отказов в комплексном режиме работы («включение – работа – выключение») моделируется при помощи модели надежности «постоянно контролируемый элемент с возможностью восстановления»;
- для учета комплексного режима работы каналов системы, при моделировании отказов арматуры рассматривается как отказ на открытие, так и отказ на закрытие;

- для учета комплексного режима работы каналов системы, при моделировании отказов оборудования учитывались как отказы при работе, так и пусковые отказы.

Состояние дел с оптимизацией и приведением отраслевой нормативной документации в соответствие с федеральными нормами

Константинов С.С.
ОАО «Атомтехэнерго, филиал Нововоронежатомтехэнерго», г. Нововоронеж

В рамках оптимизации и приведения отраслевой нормативной документации на пусконаладочные работы на системах (оборудовании) энергоблоков АС с водо-водяными энергетическими реакторами в соответствие с федеральными нормами выполнено следующее:

Находятся в финальной стадии согласования и оформления 8 отраслевых стандартов, в том числе:

- отраслевой стандарт «Правила ввода в эксплуатацию энергоблоков АС»;
- отраслевой стандарт «Термины и определения»;
- отраслевой стандарт «Объём и последовательность пусконаладочных работ. Общие положения»;
- отраслевой стандарт «Порядок выполнения и приёмки пусконаладочных работ на технологических системах и оборудовании»;
- отраслевой стандарт «Порядок выполнения и приёмки пусконаладочных работ на электротехнических системах и оборудовании»;
- отраслевой стандарт «Порядок выполнения и приёмки пусконаладочных работ на АСУ ТП»;
- отраслевой стандарт «Организация ввода в эксплуатацию строящихся энергоблоков АС»;
- отраслевой стандарт «Отчётная документация»;

В соответствии с планом работ ОАО «Атомтехэнерго» на 2012 год начата разработка второй группы в составе 32-х отраслевых стандартов, устанавливающих требования к выполнению монтажных очисток, индивидуальных испытаний и пусконаладочных работ на системах (оборудовании) энергоблоков АС с водо-водяными реакторами.

Первая группа уже разработанных отраслевых стандартов в составе 8 документов устанавливает:

- Единую терминологию процесса ввода в эксплуатацию энергоблоков АС;
- Последовательность этапов (подэтапов) ввода в эксплуатацию энергоблоков АС;

- Порядок определения готовности к приёмке Рабочей комиссией этапов (подэтапов) ввода в эксплуатацию энергоблоков АС;
- Требования к приёмке Рабочей комиссией Заказчика объектов Пускового комплекса энергоблока АС во временную и энергоблока АС в целом в промышленную эксплуатацию;
- Основные обязанности и права Рабочей комиссии, а также Приёмочной комиссии Заказчика;
- Взаимоотношения Заказчика с федеральными органами регулирования и надзора за ядерной и радиационной безопасностью (Ростехнадзором) в процессе ввода энергоблоков АС в эксплуатацию [вопросы проведения целевых инспекций перед выполнением этапов (подэтапов) ПНР, а также до приёмки энергоблока АС в промышленную эксплуатацию];
- Порядок выполнения и приёмки пусконаладочных работ на системах и оборудовании энергоблоков АС, в том числе на:
  - технологических системах и оборудовании;
  - электротехнических системах и электрооборудовании;
  - системах (подсистемах) АСУ ТП.
- Порядок взаимодействия, обязанности, ответственность и права организаций- участников ввода в эксплуатацию энергоблоков АС;
- Единые формы отчётной документации и требования к их оформлению;

В новых отраслевых стандартах учтены требования федеральных нормативных документов, в том числе:

- Градостроительного кодекса РФ;
- НП-001-97 «Общих положений обеспечения безопасности атомных станций» (ОПБ 88/97);
- НП–082-07 «Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций»;
- СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- СНиП 3.05.07-85 «Автоматизированные системы»;
- ГОСТ 34.603-92 «Виды испытаний автоматизированных систем»;

Всего запланировано разработать ещё около 32 отраслевых стандарта, которые будут определять, в частности, требования к:

- проведению монтажных очисток;
- проведению индивидуальных испытаний трубопроводов и оборудования, а также автоматизированных систем;
- готовности помещений, систем и оборудования к этапам (подэтапам) ввода в эксплуатацию энергоблоков серии АЭС-2006;
- проведению пусконаладочных работ на системах пожаротушения;

- разработке пусконаладочной документации (графикам ПНР, программам и методикам испытаний, этапным программам, спецификациям на временные элементы, инструмент и приспособления и т.п.);
- этапам ввода в эксплуатацию энергоблоков АС;
- гарантийным испытаниям энергоблоков АС.

В составе второй группы отраслевых стандартов будут откорректированы нормативные документы, устанавливающие требования:

- к рабочим комиссиям и подкомиссиям;
- готовности помещений, систем и оборудования к этапам (подэтапам) ввода в эксплуатацию энергоблоков АС с реакторной установкой типа ВВЭР.

Исследование температурных полей теплоносителя на входе в активную зону и его перемешивания в корпусе реактора по результатам испытаний при вводе в эксплуатацию энергоблоков с ВВЭР-1000

Саунин Ю.В., Добротворский А.Н., Семенихин А.В.
ОАО «Атомтехэнерго», филиал «Нововоронежатомтехэнерго», г. Нововоронеж

Начиная с энергоблока №1 Тяньваньской АЭС при вводе в эксплуатацию всех новых энергоблоков с ВВЭР-1000 стали проводиться испытания для определения распределения температур теплоносителя на входе в активную зону. По результатам этих испытаний определяются коэффициенты влияния температур холодных ниток на температуры на входе в тепловыделяющие сборки, а также и коэффициенты межпетлевого перемешивания.

Указанные испытания являются специфичными и достаточно трудоемкими, что определяет необходимость особого подхода к методике проведения испытаний. В работе описываются особенности проведения испытаний на разных энергоблоках исходя из проектных особенностей и текущего состояния технологического оборудования.

В докладе обобщаются и сравниваются данные по коэффициентам влияния и коэффициентам межпетлевого перемешивания, полученным на 5-ти энергоблоках с ВВЭР-1000 разных проектов: №1 и №2 Тяньваньской АЭС (проект В-428), №1 АЭС «Бушер» (проект В-446), № 2 Ростовской АЭС и №4 Калининской АЭС (проект В-320). Показывается, что имеются как повторяющиеся, так и уникальные особенности полученных распределений для разных энергоблоков в разных режимах по количеству работающих ГЦН.

С учетом полученного опыта даются рекомендации для проведения и оптимизации данных испытаний на головных и серийных энерго-

блоках, а также и в ходе промышленной эксплуатации. Выполненная работа и приводимые результаты натурных испытаний должны представлять особый интерес для отработки методик подобных испытаний, а также для верификации теплогидравлических кодов, используемых при проектировании РУ и моделировании протекающих в РУ теплогидравлических процессов.

Результаты проверки сейсмостойкости технологического оборудования энергоблока №4 Калининской АЭС на этапе ввода в эксплуатацию

Емельянова А.Д., Казновский А.П., Казновский П.С., Касьянов К.Г., Щугорев А.В.
ОАО «Атомтехэнерго», г. Мытищи

Впервые проведено полномасштабное обследование на сейсмостойкость оборудования 1 категории сейсмостойкости на типовом энергоблоке с реакторами ВВЭР-1000. Обследовано основное технологическое оборудование и трубопроводы спринклерной системы, системы аварийного и планового расхолаживания, системы защиты I контура от превышения давления, системы гидроемкостей, системы аварийного газоудаления из первого контура и.др.

Комплексное обследование включало следующие основные этапы:

- проверка соответствия смонтированного оборудования требованиям к монтажу и проектной документации;
- определение динамических характеристик оборудования в реальных условиях;
- расчетное обоснование сейсмостойкости типопредставителей.

Проведены динамические испытания оборудования при реальных условиях раскрепления. Экспериментально определены низшие частоты и декременты затухания собственных колебаний.

Имеющиеся до начала расчетов экспериментальные данные по частотам и декрементам колебаний позволяют скорректировать расчетную схему с целью уточнения значений сейсмических нагрузок, действующих на оборудование.

Расчеты оборудования на сейсмостойкость проведены в соответствии с требованиями нормативных документов с использованием результатов динамических испытаний, проведенных на оборудовании. Исходными данными для построения расчетных моделей являлись рабочие чертежи и конструктивные схемы изделий. Ускорения динамических воздействий выбирались по спектрам ответа, полученным для здания с рассматриваемым оборудованием блока №4 Калининской АЭС.

По результатам обследования выявлен ряд несоответствий требованиям документации. К основным несоответствиям относятся: отсутствие болтов в узлах крепления арматуры к опорам, отсутствие раскрепления трубопроводов вблизи арматуры.

По результатам испытаний выявлены единицы (до 50%) оборудования с низкими собственными частотами, попадающими на спектре ответа в область резонанса. Обнаружено оборудование, для которого экспериментально полученные собственные частоты отличаются по значению вплоть до одного порядка от проектных значений, полученных при проведении поверочных расчетов.

По результатам обследования бóльшая часть проверенного оборудования энергоблока №4 Калининской АЭС является сейсмостойким. Это обусловлено низкими требованиями по сейсмическим воздействиям к данному энергоблоку (МРЗ – 7 баллов).

Однако часть сейсмостойкого оборудования удовлетворяет критериям лишь с небольшим запасом. При увеличении интенсивности МРЗ хотя бы на один балл количество несейсмостойких единиц оборудования существенно возрастет.

Полученные результаты могут быть учтены при внесении изменений и дополнений в текущий проект, а также при проектировании технологических систем других энергоблоков АЭС. Замечания и рекомендации, выданные по результатам обследования оборудования энергоблока №4, учтены, несоответствия устранены.

Обследование показало необходимость проведения подобных комплексных проверок на других строящихся и действующих энергоблоках российских и зарубежных АЭС.

Применение комплексной модели и сферических панорам на строительной площадке ЛАЭС-2

Доробин Д.С.
ЗАО «НЕОЛАНТ»

В настоящее время при проектировании блоков АЭС применяются различные САПР. Такое положение дел продиктовано различными причинами, наиболее значимыми из которых являются:

- удобство разработки различных частей проекта в различных САПР;
- невозможность создания всех частей проекта на базе одного САПР или одной программной технологии;
- исторически сложившиеся предпочтения определенных САПР в различных проектных организациях.

Использование различных программных продуктов позволяет выпускать полный набор проектной документации, однако накладывает

определенные ограничения на возможность создания и визуализации комплексной модели блока АЭС, которая необходима при сооружении.

Комплексная модель включает:

- 3D-модель блока включая генеральный план, архитектурно-строительную часть, технологическую часть;
- набор проектной документации включая технологические схемы, изометрические чертежи, планы, спецификации, паспорта оборудования и др.;
- информационную модель включая функциональную и топологическую структуру блока АЭС, атрибутивную информацию по элементам АЭС и др.

При этом, все данные в комплексной модели тесно взаимосвязаны друг с другом, например, выбрав определенное оборудование на 3D-модели, пользователь может получить всю необходимую информацию по нему: расположение на технологической схеме, изометрические чертежи, паспорт оборудования и другое.

Программной технологией для создания комплексной модели ЛАЭС-2 СПбАЭП является SmartPlant Enterprise - технология компании Intergraph, представляющая набор программных продуктов и методик работы в них, созданных для автоматизации процессов проектирования, строительства и эксплуатации крупных промышленных объектов.

Проектная информация, разработанная в различных подсистемах обрабатывается интеграционной шиной InterBridge и поступает в хранилище InterStorage на базе SmartPlant Foundation. Для централизованного просмотра всех данных используется технология InterView.

Для оснащения комплексной модели ЛАЭС-2 средством, которое бы позволяло отображать фактическое положение дел на строительной площадке было принято решение использовать технологию сферических панорам.

В рамках внедрения технологии было разработано решение, позволяющее ассоциировать объекты на сферических панорамах с объектами комплексной моделью ЛАЭС-2 и интерактивно сравнивать проектную 3D-модель с фактическим ходом и результатом строительно-монтажных работ.

Описанный подход был расширен до «интерактивной истории строительства» или таймлайн. Этот термин подразумевает под собой накопление по мере строительства фотоматериалов объектов стройплощадки, представленных в форме сферических фотопанорам и приведение их в соответствие с календарными датами проведения съемок. Таким образом формируется достоверная информация о ходе строительства, которая позволяет визуально оценить степень готовности объектов, а также отклонение их от проекта.

Полые слитки — элемент технологии бережливого производства в машиностроении

Мальгинов А.Н., Дуб В.С., Ромашкин А.Н.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

В связи с постоянным ужесточением норм по коэффициенту использования металла и повышением требований к ресурсоемкости машиностроительной отрасли, производители все более пристальное внимание уделяют вопросам оптимизации технологического цикла и минимизации затрат на производство каждого конкретного изделия, особенно крупногабаритного и/или штучного.

Одним из методов такой оптимизации может стать освоение производства полых слитков для полых осесимметричных изделий. Использование полых слитков для производства таких изделий как обечайки, трубы и кольца, имеет ряд общепризнанных преимуществ: уменьшение массы слитка на 15...20%; упрощение процесса ковки за счет исключения нескольких технологических этапов; уменьшение расхода топлива; повышение химической однородности металла и стабильности свойств поковки.

В работе на основе компьютерного моделирования показаны преимущества полых слитков перед сплошными в отношении химической и структурной однородности.

Описан опыт производства полого слитка массой 0,7 т в лабораторных условиях и массой 25 т в промышленных условиях.

Подготовка пусконаладочного персонала ОАО «Атомтехэнерго» к выполнению работ на блоке №4 Белоярской АЭС

Жабин С.А.
Смоленский филиал УТЦ «Атомтехэнерго», г. Десногорск

Основные задачи ОАО «Атомтехэнерго» сегодня – это выполнение комплекса инжиниринговых работ по вводу новых энергоблоков АЭС в эксплуатацию, выполнение комплекса работ по обеспечению эксплуатации действующих энергоблоков АЭС, включая реконструкцию, модернизацию и продление ресурса, участие в разработке проектов АЭС, включая АСУ ТП, подготовка и переподготовка пусконаладочного, эксплуатационного и ремонтного персонала для АЭС в учебно-тренировочных центрах, наладочные, инжиниринговые, экспертные и консалтинговые услуги в области атомной и тепловой энергетики, осуществление инновационной деятельности.

Основанием для проведения обучения пусконаладочного персонала ОАО «Атомтехэнерго» являются:

- решения протокола технического совещания от 28.09.2010г по вопросам под-готовки к вводу в эксплуатацию энергоблока №4 Белоярской АЭС под председательством заместителя генерального директора-управляющего проектом ОАО «Концерн Росэнергоатом» Сараева О.М.;
- решения протокола совещания в АТЭ от 30.11.2010г.;
- приказ №1 ОАО «Атомтехэнерго» на 2011г.

Целью проведения обучения является формирование у персонала ОАО «Атомтехэнерго» знаний, навыков и умений, необходимых для успешного и безопасного выполнения пусконаладочных работ на энергоблоке №4 БАЭС с реактором БН-800.

Исходными данными для проведения обучения являются:

- график строительства энергоблока №4 БАЭС;
- график подготовки персонала, разработанный с учетом планируемых сроков сооружения энергоблока № 4 БАЭС;
- данные о потребности в обучении, численности и квалификации обучаемого персонала;
- эксплуатационная документация на оборудование и системы энергоблока № 3 БАЭС;
- учебно-методическая документация УТП БАЭС для обучения персонала энергоблока № 3 БАЭС;
- проектно-конструкторская документация на системы и оборудование энерго-блока №4 БАЭС;

Тематика обучения персонала ОАО «Атомтехэнерго» определяется направлением, связанным с технологиями энергоблоков с реакторами БН-600 и БН-800, а также с учетом необходимости стажировки персонала отдельных категорий на энергоблоке №3 БАЭС с реактором БН-600.

Должны быть обеспечены следующие формы обучения:

- теоретическое обучение с применением системы дистанционного обучения (СДО) «Профессионал» и привлечением в качестве тьютеров специалистов научных, проектно-конструкторских организаций, УТП БАЭС;
- семинары с привлечением специалистов научных, проектно-конструкторских организаций;
- стажировка на энергоблоке №3 БАЭС;
- тренажерная подготовка на аналитическом тренажере БН-600, на полномасштабной модели физических процессов в технологических системах основного и вспомогательного оборудования энергоблока БН-800.

Общие сроки обучения персонала ОАО «Атомтехэнерго»: 2011–2013 гг.

Возможности использования УЗР FLUXUS на АЭС с ВВЭР

Носов С.Н.
ЗАО «Теккноу», Санкт-Петербург
Арутюнян А.Х.
ОАО «Атомтехэнерго», Калининский филиал «Калининатомтехэнерго», г. Удомля

1.1. Краткие характеристики ультразвуковых расходомеров FLUXUS — диапазон измерений, диаметр, толщина и материалы трубопроводов.

1.2. Использование волноводов для установки ультразвуковых датчиков при измерениях с температурой наружной стенки трубопровода до 4000 °С.

1.3. Точность измерений — требования к установке, расчет точность измерений при не обеспечении требований по месту установки.

1.4. Использование УЗР для разовых измерений — определение поправок расходомерных устройств при разных параметрах потока, определение теплогидравлических характеристик ГЦК (главный циркуляционный контур), напорно-расходных характеристик ГЦНА и других насосов для учета и/или внесения их в измерительный канал (ТПТС, СВБУ).

1.5. Возможность подключения выходных сигналов расходомеров FLUXUS к штатным измерительным системам АЭС (СВБУ, СВРК) и их использование в качестве штатных измерительных систем.

Опережающая подготовка эксплуатационного персонала сооружаемых АЭС

Гунин Л.П.
Учебно-тренировочный центр «Атомтехэнерго», г. Нововоронеж

Особенности подготовки персонала строящихся АС

Подготовка персонала строящихся АС нового проекта кардинально отличается от подготовки персонала действующей АС. Основными условиями и ограничениями являются:

- Четко заданные и жесткие ограничения по времени;
- Осуществление подготовки на должность должно проводиться в полном соответствии с проектной и эксплуатационной документацией строящейся АС;
- На момент начала подготовки отсутствуют полностью или частично технические средства обучения и требуемая документация, включая учебно-методические материалы;
- Учебно-тренировочное подразделение находится на стадии формирования и не имеет возможности обеспечить опережающую подготовку в полном объеме;

- Во время сооружения АЭС отсутствует возможность осуществлять в классическом виде такие формы работы с персоналом, как стажировка и дублирование;
- Подготовка персонала строящейся АС имеет гораздо больший объем работ и требует существенно больше ресурсов в единицу времени, чем текущая подготовка и поддержание квалификации персонала действующей АЭС.
- При опережающей подготовке требуется принятие компенсирующих мер.

Организация опережающей подготовки

Подготовка персонала для строящейся АЭС должна быть обеспечена руководством с момента получения лицензии надзорных органов на право сооружения АЭС.

На основании требований СТ 1.1.1.01.004.0644-2010 «Положения о порядке комплектования и опережающей подготовки персонала для атомных станций»:

- не позднее, чем за 12 месяцев до начала предпусковых наладочных работ должны быть разработаны производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда;
- не позднее, чем за 6 месяцев до начала предпусковых наладочных работ должны быть разработаны программы подготовки на должность для эксплуатационного персонала;
- программы подготовки на должность для эксплуатационного персонала строящейся АЭС должны включать обучение по программам предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков.
- часть программы подготовки (стажировка) оперативного персонала строящейся АЭС должна проводится на АЭС с аналогичными блоками.

Предлагаемые подходы

Для обеспечения строящихся АЭС персоналом в соответствии с установленными требованиями должны быть разработаны и реализованы взаимоувязанные программы:

- программа комплектования (подбора и приема на работу) персоналом для строящихся АС;
- программа подготовки на должность, включая обеспечение программы: (учебно-методическое, техническое, организационное и т.д.).

Значение эффективности алгоритма управления несоответствиями при вводе АЭС в эксплуатацию

Фомин М.Н.
ОАО «Атомтехэнерго»

Для повышения результативности мероприятий по управлению несоответствиями и дальнейшего улучшения системы менеджмента качества специалистами ОАО «Атомтехэнерго» разработан руководящий документ «Управление несоответствующей продукцией. Корректирующие и предупреждающие действия» РД АТЭ.112.0109-2011. Значение эффективности алгоритма управления несоответсвиями, а также оценка возможных последствия негативного влияния несоответствий, выявляемых при вводе АЭС в эксплуатацию, выполнены на примере системы подпитки-продувки первого контура АЭС «Бушер».

Особенностью данной АЭС является интеграция (процесс включения) оборудования, зданий и сооружений проекта компании KWU в состав российского проекта, а также одновременное выполнение разработки рабочего проекта, поставки российского оборудования и начальной стадии строительно-монтажных работ. «Сшивка» результатов интеграции с проектом референтного блока привела к появлению многочисленных несоответствий.

При выходе на МКУ было отмечено значительное превышение времени водообмена до достижения пусковой концентрации борной кислоты в теплоносителе 1-го контура, примерно вдвое выше значения на референтных энергоблоках.

В результате анализа причин появления несоответствия было сделано предположение об ошибке в монтаже трубопроводов подпитки-продувки 1-го контура. Косвенные признаки этого – заниженная температура продувки после регенеративного теплообменника (РТО) и заниженное давление запирающей воды на главном циркуляционном насосе (ГЦН) – также подтверждали указанное предположение. В результате комиссионного осмотра было установлено, что трубопроводы подпитки были врезаны в линию спецводоочистки (СВО-1) с напорного трубопровода ГЦН, а трубопроводы продувки в линию СВО-1 на всасывающий трубопровод ГЦН по всем четырем петлям. Согласно проекту подпитка должна врезаться на всас ГЦН, продувка – на напор. Монтаж трубопроводов системы подпитки-продувки первого контура, в связи с многочисленными коллизиями в проекте, проводился непосредственно по эскизам под авторским надзором проектной организации. Конечная ревизия проектной документации была выполнена по монтажно-сборочным чертежам согласно произведенному монтажу с заложенной ошибкой.

Для устранения выявленного несоответствия были разработаны корректирующие и предупреждающие действия, включая перемонтаж трубопроводов системы подпитки-продувки первого контура в соответствии с откорректированным проектом и проведение дополнительных испытаний системы подпитки-продувки.

Правильность проведения корректирующие действий и выполненного перемонтажа подтверждена полученными при испытаниях параметрами работы системы подпитки-продувки 1-го контура при номинальном режиме. Значение температуры перед фильтрами СВО-1 уменьшилось в среднем на 4 °С. Увеличилось значение давления запирающей воды: давление стало равным или выше значения давления в первом контуре. Восстановлен проектный температурный режим работы системы подпитки-продувки, в связи с чем снижено негативное воздействие на ресурс оборудования и трубопроводов (РТО, доохладитель продувки, узел врезки патрубков подпитки в ГЦТ и др.). Значительно снизилось время водообмена до пусковой концентрации – с 16 ч до 10 ч.

Показано значение эффективности алгоритма управления несоответствиями. В связи с этим рекомендуется дальнейшее использование РД АТЭ.112.0109-2011 при вводе АЭС в эксплуатацию.

Конденсатоочистка блока №4 Калининской АЭС. Конструктивные особенности и опыт ПНР в период энергопуска и освоения мощности

Щелик С.В., Ситишев В.А., Мещеринов С.С.
ОАО «Атомтехэнерго», Калининский филиал «Калининатомтехэнерго», г. Удомля

Для новых энергоблоков российских АЭС с щелочным этаноламиновым восстановительным ВХР и гидразинно-аммиачным ВХР с повышенным амминированием питательной воды в качестве проектного решения предлагается использовать конденсатоочистку с намывными фильтрами.

Такая конденсатоочистка имеет особенности и ограничения:

- требования к низкой минерализации охлаждающей воды в конденсаторе турбины.
- требования к высокой коррозионной стойкости трубчатки конденсатора турбины для снижения количества присосов (отсутствие медьсодержащих сплавов).
- низкий фильтроцикл по механическим и ионообменным примесям. Проектное решение предусматривает отключение фильтров на номинальной мощности (использование конденсатоочистки только в пусковых режимах).

а также ряд преимуществ:

- при пусковых режимах эффективная 100% очистка от дисперсных и коллоидных примесей рабочей среды второго контура (минимальный занос ПГ продуктами коррозии).
- отсутствие регенераций и как следствие отсутствие поступления натрия, хлоридов, сульфатов в турбинный конденсат из-за некачественного деления шихты ФСД, отмывки от регенерационных растворов и т.д.
- высокая маневренность в подключении НИФ, возможность полной автоматизации технологического процесса.
- система конденсатоочистки на намывных фильтрах требует значительно меньших эксплуатационных затрат, чем система очистки на ионообменных фильтрах из-за отсутствия узла регенерации.

В докладе рассматриваются конструктивные особенности конденсатоочистки блока №4 КлнАЭС и опыт ПНР данной установки в период энергопуска и освоения мощности.

Формирование роли диагностики в повышении качества и сокращении сроков пусконаладочных работ на пусковых объектах АЭС

Вологдин А.А., Рачков В.Л.
ОАО «Атомтехэнерго», филиал «Ростоватомтехэнерго»

Опыт ввода в эксплуатацию пусковых объектов АЭС, анализ результатов входного контроля поставляемой для АЭС арматуры и большое количество выявленных дефектов, показал, что со стороны некоторых поставщиков арматуры прослеживается негативная тенденция к снижению себестоимости выпускаемой продукции за счёт сокращения расходов на оснащение стендами и на проведение приёмо-сдаточных испытаний. Это может привести к снижению качества и надёжности поставляемого на АЭС оборудования. Ужесточение процедур ВК в одностороннем порядке не приведёт к желаемым результатам в части повышения качества и надёжности, т.к. проектные несоответствия оборудования, скрытые дефекты, несоответствия поставки проектным требованиям или некомплектная поставка, выявляются большей частью при проверке функционирования оборудования.

В условиях планируемых снижений собственных затрат на ПНР при неизменных объёмах и директивных сроках ввода энергоблоков в эксплуатацию, требуется введение дополнительных барьеров качества и процедур контроля поставляемой на площадку АЭС продукции (арматуры, роторного оборудования) в сегменте жизненного цикла оборудования «изготовление – монтаж»:

1) создание механизма контроля и управления качеством выпускаемой заводами-изготовителями продукции;

2) проведение на площадке пусковых комплексов АЭС предмонтажной подготовки оборудования (арматуры и насосного оборудования);

3) диагностическое обследование роторного оборудования и арматуры при приёмочных испытаниях и предмонтажной подготовке.

Первый барьер качества призван обеспечить контроль при проведении приёмочных (приемо-сдаточных) испытаний на заводе-изготовителе. Легитимное представительство ОАО «Атомтехэнерго» в процедурах приёмочных испытаний и контроля, как заинтересованной организации, являющейся последней инстанцией, отвечающей за качество оборудования при вводе пусковых объектов в эксплуатацию, по мнению авторов, поможет выявить слабые стороны и повысить ответственность заводов-изготовителей за своевременный выпуск и качество продукции для АЭС.

Второй барьер необходим для выявления несоответствий и дефектов до выдачи оборудования в монтаж и для предмонтажной его подготовки. Предмонтажная подготовка арматуры позволит своевременно выявить скрытые дефекты и несоответствия, обеспечить готовность к выдаче её в монтаж в исправном состоянии, выполнить пред-варительную проверку работоспособности, настройку клапанов прямого действия, испытания на плотность, герметичность и работоспособность, проверку электрических параметров и работоспособность электроприводов. Как результат, позволит заметно сократить продолжительность ввода объектов пускового комплекса в эксплуатацию.

Третий барьер позволит провести диагностическое обследование роторного оборудования и арматуры, на ранней стадии выявить зарождающиеся дефекты, зафиксировать исходные «нулевые» параметры и выполнить оценку технического состояния оборудования. Диагностическое обследование включает проведение контроля вибрации электродвигателей, акустическое (ультразвуковое) обследование подшипниковых узлов, регистрация электрических параметров, статическое и динамическое диагностирование электродвигателей, контроль герметичности арматуры ультразвуковой локацией, калибровка муфт ограничения крутящего момента электрифицированной арматуры для построения зависимости «мощность (рабочий ток) – усилие уплотнения». Диагностические параметры, получаемые в период приёмочных испытаний, предмонтажной подготовки, пусконаладочных испытаний оборудования объектов пускового комплекса, необходимы эксплуатирующей организации для дальнейшего управления ремонтами и ресурсом оборудования в период его эксплуатации, как первичные эксплуатационные диагностические параметры.

Совмещение второго и третьего барьеров позволит решить одну из важных проблем надёжного и качественного функционирования электрифицированной арматуры – обеспечение проектной герметичности и уплотнения в затворе, достаточного для подтверждения проектного класса герметичности арматуры. При проведении предмонтажной подготовки можно своевременно до выдачи оборудования в монтаж обеспечить выявление и устранение проблемных вопросов, организовать взаимодействие между проектной организацией, заказчиком, поставщиком и пусконаладочной организацией, что несомненно повысит качество вводимого в эксплуатацию оборудования и будет способствовать сокращению сроков проведения пусконаладочных работ.

К вопросу о применении метода акустоупругости для обеспечения качества работ по монтажу и ремонту трубопроводов и оборудования АС

Блохин В.Н., Аржаев А.И., Маханев В.О., Подлатов М.А.
ОАО «Атомтехэнерго», Смоленский филиал, г.Десногорск
Пасманик Л.А.
ООО «ИНКОТЕС», г.Нижний Новгород
Разыграев А.Н., Разыграев Н.П.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»
Иванов А.И.
ОАО «СПбАЭП»
Буторин С.Л.
АНО МЦЯБ

Метод акустоупругости получил существенное развитие в последние годы как метод определения фактического напряженно-деформированного состояния (НДС) в элементах трубопроводов и в тонкостенных цилиндрических корпусах оборудования. Он успешно применяется при определении НДС элементов магистральных трубопроводов в нефтяной и газовой отраслях, а с 2009 г. началось его применение и в атомной отрасли.

Методика выполнения измерений механических напряжений в элементах оборудования АС, возникающих в результате технологических воздействий, методом акустоупругости успешно прошла аттестацию в органах Росстандарта в 2009 г.

Измерения методом акустоупругости могут проводиться на трубопроводах и корпусах оборудования АС, изготовленных из сталей перлитного и аустенитного классов. По результатам измерений оцениваются усредненные по толщине материала осевые и окружные механические напряжения в условиях упругой деформации. Это

позволяет оценить мембранную составляющую напряжений от внутреннего давления, а также оценить величину и плоскость действия изгибающего момента в осевом направлении.

Метод акустоупругости прошел апробацию в условиях энергоблоков с РУ ВВЭР-1000, РУ ВВЭР-440 и РУ РБМК-1000. Его применение позволяет существенно снизить уровень неопределенности в знании фактического НДС трубопровода, которое может быть отличным от проектного вследствие технологических мероприятий по обеспечению соосности концов трубопровода при сварке на этапах монтажа или ремонта кольцевых сварных соединений с полным роспуском.

Практическое применение метода акустоупругости при выполнении монтажа трубопроводов и оборудования новых энергоблоков позволит документировать параметры фактического НДС трубопровода после заварки замыкающего сварного соединения, заносить его характеристики в информационный паспорт безопасности для последующего использования в прочностных анализах, в том числе, при обосновании конструкционной прочности. Поэтому применение метода акустоупругости рекомендуется для включения в Программы обеспечения качества ПОКАС (С).

К вопросу о применении метода акустоупругости для обоснования безопасной эксплуатации технологических элементов АС

Аржаев А.И., Маханев В.О., Павлович А.А., Подлатов М.А.
ОАО «Атомтехэнерго», Смоленский филиал, г.Десногорск
Буторин С.Л.
АНО МЦЯБ
Пасманик Л.А.
ООО «ИНКОТЕС», г.Нижний Новгород
Разыграев А.Н., Разыграев Н.П.
ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»

Из опыта эксплуатации российских и зарубежных АС известны случаи, когда наличие в трубопроводных системах непроектных нагрузок приводило к дефектообразованию и даже появлению протечек через сквозные дефекты.

Поэтому контроль фактических параметров напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопроводов при сооружении и эксплуатации энергоблока АС является актуальной задачей. Высокое качество проектирования, изготовления элементов АС и монтажа является базовым принципом системного подхода к обеспечению конструкционной прочности ответственных трубопроводов и оборудования АС на базе концепций «исключение разрывов» и «течь

перед разрушением». В свою очередь успешное подтверждение конструкционной прочности позволяет отказаться от установки на энергоблоке АС дополнительных опор-ограничителей перемещений при разрывах трубопроводов, предписанных требованиями НП-082-07, а также обосновывать перед регулирующим органом возможность увеличения межинспекционных интервалов для высоконадежных технологических элементов АС.

Среди наиболее эффективных расчетно-экспериментальных методов оценки фактических параметров НДС трубопроводов и оборудования АС, попадающих в сферу действия Норм расчета на прочность ПНАЭ Г-7-002-86, следует отметить метод акустоупругости, который может применяться как при монтаже и/или ремонте технологических элементов АС, так и в режиме гидроиспытаний.

Методика выполнения измерений механических напряжений в элементах оборудования АС, возникающих в результате технологических воздействий, методом акустоупругости успешно прошла аттестацию в органах Росстандарта в 2009 г.

Метод акустоупругости прошел апробацию в условиях действующих энергоблоков АС с РУ ВВЭР-1000, РУ ВВЭР-440 и РУ РБМК-1000.

Наиболее приоритетными направлениями его применения являются сооружаемые и проектируемые энергоблоки АС (в соответствии с программами обеспечения качества), а также технологические элементы энергоблоков АС, которые приближаются к окончанию назначенного срока службы. Практическое применение метода акустоупругости позволит получить и занести в паспорта безопасности параметры фактического НДС, необходимые для достоверной оценки остаточного ресурса.

Порядок обоснования районов, пунктов и площадок размещения АЭС

Сучков В.Н., Фролов Ю.Н., Шаров Е.И., Патрикеева Л.А.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Настоящая работа посвящена анализу, проблемам и задачам первого из этапов жизненного цикла АЭС – размещения.

Предварительное энергетическое и экономическое обоснование районов для размещения АЭС осуществляется при разработке, корректировке и согласовании программных документов развития атомной энергетики на долгосрочную перспективу (Энергетическая стратегия, Генеральная схема, различные долгосрочные программы, схемы территориального планирования и др.)

Перечисленные выше программные документы не дают точной привязки АЭС к месту размещения. Энергетическая стратегия определяет размещение мощностей АЭС с точностью до федеральных округов,

Генеральная схема, являясь инструментом реализации Энергетической стратегии, предусматривает ввод мощностей АЭС на территориях ряда субъектах РФ европейской части России, а также в некоторых регионах Сибири (Томская область) и Дальнего Востока.

Генеральная схема и другие программные документы являются основанием для разработки инвестиционных проектов на предпроектной стадии, состоящей из следующих основных этапов: инвестиционный замысел, декларирование намерений, обоснования инвестиций (ОБИН) с оценкой воздействия на окружающую среду (ОВОС), оформление акта выбора земельного участка и лицензирование размещения.

На этапе инвестиционного замысла определяется или уточняется район размещения АЭС (площадью 200–300 на 200–300 км), на основе прогноза энергобаланса региона оценивается экономическая и коммерческая эффективность АЭС по сравнению с конкурирующими ТЭС на газе или угле, предварительно оцениваются схема выдачи мощности и затраты на строительство электросетевых объектов и пр.

Целью формирования деклараций о намерениях инвестирования в строительство энергоблоков АЭС является определение конкурентных пунктов, в т.ч. оптимального (3–5 км на 3–5 км), а также предварительное согласование с субъектом Российской Федерации и муниципальными образованиями размещения на их территории новых энергоблоков АЭС. При определении оптимального пункта размещения АЭС учитываются расстояния до объектов энергетической, транспортной, промышленной и социальной инфраструктуры с целью оптимизации суммарных капитальных вложений в АЭС и линейные объекты.

На этапе ОБИН осуществляется проведение инженерных изысканий и экологических исследований для выбора оптимального пункта и оптимальной площадки для размещения АЭС (площадью около 200 га или 2 кв. км), разработка материалов ОБИН, включая ОВОС, а также организация, проведение и оформление результатов общественных слушаний по процедуре, заранее согласованной и утвержденной с администрациями области и муниципального образования по месту предполагаемого размещения АЭС. На этапе ОБИН оптимальная площадка выбирается в рамках оптимального пункта с учетом оценок капиталовложений в сооружение АЭС, энергетическую, транспортную и социальную инфраструктуру: строительство железной и автомобильной дорог, водоводов, ЛЭП, пристанционного поселка и др.

Для формирования схем территориального планирования федеральных объектов капитального строительства, в т.ч. планируемых

и размещаемых АЭС, необходима разработка актуализированного кадастра перспективных пунктов размещения новых АЭС с учетом прогнозов структуры и объемов энергопотребления на территории России и планов размещения энергоемких промышленных предприятий.

Программные документы, а также индивидуальные решения Правительства РФ о размещении и сооружении конкретной АЭС (например, Балтийской АЭС, Нижегородской АЭС) являются основой для корректировки отраслевых долгосрочных, среднесрочных, трехлетних и годовых инвестиционных программ.

Оптимизация конструкции перегрузочной машины энергоблоков №1 и №2 БЛТАЭС и ЛЕНАЭС-2 на основе технического проекта машины перегрузочной МПС-1200-УХЛ4 НВОАЭС-2 энергоблок №1

Козляков В.В., Тумаков Е.А.
ОАО «ВНИИАМ»

На основе модульного принципа построения конструкций оптимизированы схемные и компоновочные решения отдельных узлов и элементов машины с целью снижения массы до 38–40 тонн и сокращения габаритов несущих металлоконструкций более чем на 1 м. Последнее позволяет «вписать» МП в плотную компоновку оборудования на отметке реакторного зала и максимально приблизить бассейн выдержки к оболочке реакторного здания энергоблоков Балтийской АЭС и ЛАЭС-2. В тяжело нагруженных металлоконструкциях использованы низколегированные стали с высокими механическими свойствами.

Применены высокотехнологичные заготовки секций рабочей штанги, рельсового пути, деталей моста, тележки и других составных частей МП. Управляющая система МП выполнена двухканальной, верхний и нижний уровни интегрированы в единый проект. Внедрение нового подхода к созданию управляющей системы позволит на ранних стадиях проектирования выявлять и решать проблемы адаптивности верхнего и нижнего уровней, как между собой, так и с регулируемыми приводами и элементами исполнительных механизмов.

Ожидаемое снижение металлоемкости подвижной части МП составит 30–32%, трудоёмкости изготовления – 30%, цены – не менее чем на 25%. При снижении массы подвижной части, соответственно уменьшается и воздействие опорно-упорных элементов МП на закладные элементы строительных конструкций при сейсмических и других внешних воздействиях. Это, в свою очередь, позволит сократить вес закладных и стоимость строительных конструкций, а также, сократить сроки СМР.

Применены современные и эффективные численные методики (алгоритмы) расчёта динамической прочности и оценки сейсмостойкости МП. Проведение расчётных обоснований нагруженных узлов основывается на максимально возможном достижении равнопрочности элементов конструкций при сейсмических воздействиях.

На основе 3D-модели создана расчетная математическая модель для анализа несущей способности металлоконструкции и элементов МП, влияющих на безопасность.

Разработка технологической части проекта СКУ ВХР Нововоронежской АЭС-2

Гашенко В.А., Преловский А.Р., Муравьев Е.В., Куманина В.Э.
ОАО «ЭНИЦ», г. Электрогорск

В 2008-2011 гг. ОАО «ЭНИЦ» по договору с ОАО «Атомэнергопроект» выполнена разработка технического проекта технологической части проекта системы контроля и управления водно-химическим режимом (СКУ ВХР), как подсистемы АСУ ТП энергоблока для систем обеспечения и поддержания ВХР I и II контуров Нововоронежской АЭС-2 (АЭС-2006). Соисполнителями этой работы являлись ИРМТ НИЦ «Курчатовский институт» и Московский энергетический институт (НИУ).

В рамках проекта проработаны организационно-технологические аспекты автоматизации контроля и управления состоянием ВХР I и II контуров НВАЭС-2, разработаны основные технические решения в пределах технологической части и выполнены проектные работы в соответствии с группой ГОСТ 34.

В соответствии с принятой и утвержденной концепцией и разработанным техническим заданием СКУ ВХР представляет собой децентрализованную и пространственно-распределённую иерархическую систему программно-технических средств и комплексов. Функционирование СКУ ВХР не предусматривает создания дополнительных подразделений в организационной структуре проекта АЭС-2006.

СКУ ВХР обеспечивает как информационную поддержку в части: контроля параметров ВХР I и II контуров, идентификации аномалий водно-химических процессов и их причин, формирования рекомендаций и принятия решений по управляющим воздействиям при нарушении ВХР, так и формирование собственно отдельных управляющих сигналов.

Организация СКУ ВХР базируется на следующих основных положениях:

- СКУ ВХР является составной частью АСУ ТП энергоблока и унифицируется по аппаратной и программной части с общесистемными решениями по энергоблоку;

- СКУ ВХР обеспечивает автономное выполнение задач информационной поддержки персонала химслужбы, службы ТОиР, службы эксплуатации при реализации им функций контроля и управления ВХР;
- СКУ ВХР обеспечивает подготовку и передачу в систему верхнего блочного уровня (СВБУ) информации по химическим показателям ВХР, необходимую для выполнения персоналом блочного пульта управления (БПУ) (ведущий инженер управления реактором (ВИУР), ведущий инженер управления турбиной (ВИУТ)) оперативных действий по управлению энергоблоком при нарушениях ВХР.

Управляющие функции СКУ ВХР I контура реализуется с помощью экспертной программы, разработанной ИРМТ НИЦ «Курчатовский институт» на базе кода «МУХТАР». Управляющие функции СКУ ВХР II контура реализуются с помощью набора алгоритмов управления, разработанных ОАО «ЭНИЦ» совместно с МЭИ (НИУ).

Проектом предусматривается несколько последовательных стадий развития разработанной СКУ ВХР. На первой – реализуется базовый вариант СКУ ВХР, предусматривающий возможности дальнейшего развития системы. На второй – производится накопление и анализ данных опытной эксплуатации базового варианта СКУ ВХР. На этой же стадии может быть рассмотрен вопрос о целесообразном включении в СКУ ВХР дополнительных управляющих функций и, при необходимости, соответствующее введение их в проект системы. Третья стадия развития системы – корректировка проекта СКУ ВХР на основе опыта эксплуатации системы с целью ее совершенствования.

В общей сложности в рамках выполненной работы выпущен 21 документ.

Прямые измерения расходов теплоносителя 1 контура в петлях ГЦК и расхода питательной воды ПГ с помощью ультразвуковых расходомеров FLUXUS

Сааков Э.С., Дерий В.П., Шестаков Н.Б., Арутюнян А.Х.
ОАО «Атомтехэнерго», г. Мытищи, г. Удомля
Канышев М.Ю., Богомолов И.Н.
Калининская АЭС

С учетом проводимых работ по увеличению мощности энергоблоков ВВЭР-1000 до 104, 107 и 110% Nном., строительства и проектирования блоков ВВЭР мощностью 1200 и более МВт эл. представляется необходимым проводить прямые измерения расходов теплоносителя

1 контура и питательной воды 2 контура, позволяющих более точно определять тепловую мощность реактора.

Использование ультразвуковых расходомеров (УЗР) FLUXUS позволяет проводить прямые измерения расходов теплоносителя по петлям главного циркуляционного контура (ГЦК) при работающих ГЦНА, определять изменения расходов ГЦНА при включении (развороте) и отключении (выбеге), измерять расходы теплоносителя в режиме естественной циркуляции (ЕЦ).

В докладе будут представлены следующие примеры результатов измерения расходов теплоносителя 1контура в петлях ГЦК, выполненных во время ХГО на блоке №4 Калининской АЭС с помощью ультразвуковых расходомеров FLUXUS:

1. Измерения расходов теплоносителя 1 контура в петлях с работающими ГЦНА.

2. Измерения расходов теплоносителя 1 контура в петлях при включении (развороте) ГЦНА.

3. Измерения расходов теплоносителя 1 контура в петлях при отключении (выбеге) ГЦНА.

4. Измерения расходов обратного тока теплоносителя 1 контура в петлях с неработающим ГЦНА.

5. Измерения расходов теплоносителя 1 контура в петлях при естественной циркуляции.

Показаны следующие возможности использования результатов измерений:

1. Корректировки напорно-расходных характеристик ГЦНА по результатам измерений расходов ГЦНА при разных комбинациях работающих ГЦНА.

2. Определения коэффициентов гидросопротивления петель с неработающими ГЦНА по результатам прямых измерений расходов обратного тока петель с неработающим ГЦНА.

3. Изменения конструкции ультразвуковых датчиков для возможности проведения измерений во всем диапазоне изменения температуры 1 контура.

4. Измерения расходов теплоносителя 1 контура в петлях ГЦК при стационарной установке датчиков ультразвуковых расходомеров во всех режимах работы РУ, включая естественную циркуляцию

Использование ультразвуковых расходомеров (УЗР) FLUXUS позволяет проводить прямые измерения расходов питательной воды на вертикальных участках трубопроводов за узлом питания ПГ до входа в гермообъем во всем диапазоне изменения расходов (мощности блока). Также с помощью (УЗР) FLUXUS можно измерить расход конденсата греющего пара СПП поступающего в питательный тракт за ПВД (в настоящее время измерения расхода не предусмотрено).

Указанные измерения планируются выполнить на этапе ОПЭ блока №4 Калининской АЭС.

Будут представлены результаты измерений с помощью ультразвуковых расходомеров FLUXUS. расходов питательной воды за узлом питания на все четыре парогенератора во время ПНР на блоке №2 Ростовской АЭС в рамках мероприятий по уточнению теплового баланса между первым и вторым контурами.

Рассмотрены возможности использования результатов измерений расходов питательной воды, как для определения тепловой мощности по параметрам 2 контура, так и определения поправок для штатных измерительных систем.

Подсекция 3.2
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Проект «ВВЭР-ТОИ». Проект и перспективы применения. Особенности. Конкурентоспособность.

Егоров С.В.
Проектно-конструкторский филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Основополагающие документы:

- Решение Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России от 12.08.2009 №Пр-2129
- Приказ Генерального директора Госкорпорации «Росатом» от 01.03.2011 №1/158-П «Об организации работ по проекту «Создание типового проекта оприимизированного и информатизированного энергоблока технологии ВВЭР (ВВЭР-ТОИ)»
- Карта Проекта Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России «Создание типового проекта оптимизированного и информатизированного энергоблока технологии ВВЭР (ВВЭР-ТОИ)»

Принципы, заложенные в Проект «ВВЭР-ТОИ»:

- Устойчивость при экстремальных внешних воздействиях и природных катаклизмах,
- Соответствие климатическим условиям от тропиков до северных регионов,
- Соответствие принятым в мировой практике нормам и правилам,
- Автономность при потере внешних источников электро- и водоснабжения.

Цели Проекта «ВВЭР-ТОИ»:

- Стоимость строительства на 20% дешевле Нововоронежской АЭС-2,
- Срок строительства серийного блока не более 40 месяцев,
- Снижение на 10% эксплуатационных затрат по сравнению с Балаковской АЭС
- Создание современной информационной среды,
- Внесение на утверждение пакета актуализированных нормативно-правовых актов, учитывающих лучшую мировую практику сооружения и эксплуатации АЭС.

Оценка конкурентоспособности ВВЭР-ТОИ основывается на следующем:

- Безопасность, не хуже, а местами лучше, чем у конкурентов,
- Автономность в течение 72 часов,
- Использование воздуха в качестве конечного поглотителя тепловыделений,
- Капитальные затраты 2,3–2,7 тыс. долл./кВт.

Основные конкуренты:

- AP1000 США
- ATMEA1 Франция, Япония
- APR1400 Корея
- EPR1600 Франция
- ABWR Япония

Технические требования к разработке проекта энергоблока ВВЭР ТОИ предполагают проведение оптимизации конфигурации систем безопасности с целью сокращения оборудования, приводящему к снижению стоимости энергоблока в целом, при обеспечении безусловного выполнения современных требований нормативно-технической документации РФ, в части обеспечения безопасности атомных станций. Основа проекта ВВЭР-ТОИ – НВАЭС-2.

Системы безопасности энергоблока ВВЭР ТОИ основывается на комбинации пассивных СБ и активных СБ без внутреннего резервирования. Наличие активных систем позволяет избежать избыточных требований к пассивным системам. Наличие пассивных систем, диверсифицирующих выполнение функций безопасности активными системами, позволяет оптимизировать количество оборудования в активных системах без ущерба для безопасности энергоблока.

В проекте ВВЭР-ТОИ оптимальным образом сочетаются достоинства активных систем безопасности (EPR-1600) и пассивных систем безопасности (AP-1000).

Основные даты:

- Сентябрь 2012:
  - Завершение разработки проектно-конструкторская документация по энергоблоку ВВЭР-ТОИ в современной информационной среде (3D-проект).
- Декабрь 2012:
  - Завершение разработки комплекта документации по управлению сооружением энергоблока ВВЭР-ТОИ, выполненного в современной информационной среде (6D-проект),
  - Завершение создания и внедрение системы управления жизненным циклом энергоблока,

- Внесение для принятия в соответствующие инстанции пакета актуализированных нормативно-правовых актов, влияющих на проектирование и сооружение АЭС,
- Завершение подготовки комплекта документации для получения решения Ростехнадзора о возможности использования ВВЭР-ТОИ при лицензировании сооружения АЭС,
- Завершение подготовки комплектов документации для международной сертификации Проекта «ВВЭР-ТОИ» в EUR, МАГАТЭ и участия в международных тендерах.

Использование перспективных ВВЭР для реновации АЭС с РБМК и газомазутных ГРЭС

Келин Г.Е., Алексеев П.Н., Бурлаков Е.В., Гришанин Е.И.
НИЦ «Курчатовский институт»

Для сохранения энергетического потенциала энергетики России целесообразна реновация АЭС с РБМК и газомазутных ТЭС с использованием перспективных ВВЭР.

В атомной энергетике России около половины установленной мощности обеспечивается АЭС с реакторами РБМК. Приближается их вывод из эксплуатации. Руководством ГК «Росатом» принято не простое решение о том, что 5-й энергоблок Курской АЭС достраиваться и пускаться не будет. Экономические потери такого решения можно значительно сократить, обеспечив пароснабжение готового к эксплуатации машзала, состоящего из 2-х турбин К-550-6,5/50, от возведенного рядом с ним реакторного острова с перспективными водоводяными реакторами. На 5-м энергоблоке Курской АЭС есть все необходимые внешние системы для выработки электроэнергии в машзале (100%-конденсатоочистка, система цирквводоснабжения, связь с энергосистемой и др.). Некоторое отличие тепловой схемы турбины К-550-6,5/50 от тепловых схем турбин энергоблоков с ВВЭР может быть ликвидировано небольшой модернизацией систем отбора пара от турбины и установкой дополнительных регенеративных подогревателей. Опыт реновации 5-го блока КуАЭС в дальнейшем можно будет использовать при выводе 11 реакторов РБМК-1000 из эксплуатации: после останова реактора оборудование машзала останется вполне работоспособным, и сооружение реакторного острова с ВВЭР рядом с машзалом может продлить жизнь АЭС на 50–60 лет.

В тепловой энергетике России (130 ГВт — 75% всей установленной мощности РАО «ЕЭС») более 40 ГВт составляют конденсационные энергоблоки, использующие для выработки электроэнергии газомазутное топливо при сверхкритических и околокритических параметрах

пара. В настоящее время эти энергоблоки используются в полупиковом режиме, при этом коэффициент использования мощности не превышает 30–40%.

При дальнейшей эскалации цен на газомазутное топливо эти энергоблоки будут выводиться из эксплуатации, как неконкурентноспособные по сравнению с новыми парогазовыми технологиями.

Возможны три варианта реновации газомазутных ТЭС:

- использование парогазовых установок;
- перевод на угольное топливо;
- использование ядерных реакторов в качестве источника пара высоких параметров.

Применение парогазовых установок требует замену котла и паротурбинной установки. По существу это не является реновацией, так как практически все оборудование новое. Это направление не позволяет экономить дефицитный газ, который неизбежно будет дорожать. Поэтому уже сейчас парогазовые блоки в Западной Европе экономически проигрывают усовершенствованным угольным блокам.

Перевод на угольное топливо газомазутных блоков полностью использует только паротурбинную установку. Потребуется установка на ГРЭС новых угольных котлов, топливоподачи, систем подготовки топлива и очистки дымовых газов, что в сложившейся инфраструктуре ТЭС очень дорогостоящее мероприятие. Кроме того, в будущем неизбежны проблемы с опасным шахтерским трудом.

Поэтому представляет интерес использование для газомазутных ТЭС тепла ядерных реакторов, оснащенных прямоточными парогенераторами, генерирующими во втором контуре пар высоких и сверхкритических параметров, обеспечивающими подачу пара требуемых параметров в паротурбинные установки ТЭС.

Использование паротурбинной, электрической части ТЭС и ее инфраструктуры позволит существенно вдвое сократить капитальные затраты на сооружение таких блоков АЭС и существенно уменьшить издержки производства электроэнергии. Такое техническое решение позволяет освободить для народного хозяйства и для экспорта весьма существенное количество нефти и природного газа (не менее 30 млрд. куб. метров природного газа в год).

В будущем такое техническое решение может использоваться и для реновации угольных блоков. Это позволит существенно сократить добычу каменного угля в шахтах и соответственно уменьшить аварийность в этой отрасли.

Эволюция двухслойного оксидного покрытия на поверхности стали первого контура в ходе эксплуатации ЯЭУ

Алексеев В.В., Орлова Е.А., Козлов Ф.А., Варсеев Е.В.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск

Представлен анализ закономерностей массопереноса для равномерного оксидного покрытия на поверхности контура. В результате расчета уточнено распределение потоков магнетита и частиц взвесей продуктов коррозии, осаждающихся на поверхность проточной части, распределение потоков растворенного железа, выходящего из стали, по длине гидравлического тракта первого контура установки БРЕСТ-300; распределение по высоте активной зоны потоков железа, выходящего из стали и поступающего в теплоноситель, а также кислорода из теплоносителя в оксидное покрытие.

Впервые получены закономерности процесса массопереноса для первого контура БРЕСТ-300 с учетом переменной в течение времени толщины оксидного покрытия. Показано распределение толщины магнетитного и шпинельного подслоев на поверхности стали по длине циркуляционного контура БРЕСТ-300 через 365 суток и 730 суток от начала эксплуатации в номинальном режиме. В участках контура с повышенной температурой (входной участок парогенераторов, выход из активной зоны и участки за ним до парогенераторов) магнетитный подслой отсутствует, а в участках с пониженной температурой отмечается рост его толщины: на выходе из парогенератора примерно в 2 раза, а на входе в активную зону в 5,5 раз за 365 суток. За время 730 суток толщина магнетитного подслоя возрастает примерно в 4 и 11 раз соответственно. Изменение толщины Fe-Cr шпинельного подслоя на поверхности стали по всей длине циркуляционного контура БРЕСТ-300 в течение времени имеет положительное значение, причем скорость его роста в участках контура с повышенной температурой примерно на порядок выше, чем в участках с пониженной температурой. Толщина Fe-Cr шпинельного подслоя через 730 суток от начала эксплуатации контура в полтора раза выше, чем через 365 суток.

Наибольшая скорость роста толщины оксидного покрытия имеет место в участках контура с наименьшей температурой при одинаковых гидравлических режимах омывания поверхности теплоносителем. Рост толщины магнетитного подслоя на входе активной зоны относительно велик, что может привести при длительном ресурсе к заметным нарушениям теплогидравлического режима активной зоны.

Получены данные по изменению толщины оболочки твэла по длине активной зоны в течение времени. За первый год непрерывной работы реактора оболочки твэлов на выходе активной зоны утончаются примерно на 8 мкм, что для установки является приемлемой величиной.

При увеличении времени эксплуатации установки происходит смещение зоны с распавшимся магнетитным подслоем ко входу в активную зону и в то же время увеличение толщины магнетитного подслоя оксидного покрытия на входе в активную зону, увеличение Fe-Cr шпинельного подслоя на всей длине активной зоны, причем на ее входе это увеличение незначительное, на выходе происходит более существенный рост Fe-Cr шпинельного подслоя.

Расчетная модель процесса образования двухслойного оксидного покрытия на поверхности стали в свинцовом теплоносителе

Алексеев В.В., Варсеев Е.В., Орлова Е.А.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск

Разработка новых реакторных установок с тяжелым жидкометаллическим теплоносителем – свинцом или эвтектикой свинец-висмут – делает необходимым проведение научно-исследовательских изысканий для разработки технологий обращения с жидкометаллическими теплоносителями на основе свинца.

Многолетний опыт эксплуатации контуров с свинцово-висмутовым теплоносителем и многочисленные исследования свинца в качестве теплоносителя показывают, что в них неизбежно поступают примеси, с последующей транспортировкой и локализацией продуктов их взаимодействий. Работоспособность стали в теплоносителе на основе свинца достигается формированием на поверхности стали диффузионного барьера, препятствующего массопереносу компонентов стали в теплоноситель. Поэтому при пуске реактора с тяжелым жидкометаллическим теплоносителем его контур предварительно пассивируют – наносят защитную оксидную пленку, которая ограничивает коррозию и выход ее продуктов в теплоноситель.

Первая фундаментальная научная проблема заключается в области технологии свинцового теплоносителя как в моделировании процесса формирования оксидного покрытия, так и определении физико-химических констант, определяющих взаимодействие компонентов в рассматриваемой системе.

Вторая фундаментальная научная проблема состоит в моделировании массопереноса продуктов коррозии в целом по контуру со свинцом и выявлении фундаментальных закономерностей этого процесса.

В данной работе решена задача моделирования процессов образования двуслойной оксидной (пассивационной) пленки на поверхности стали в контуре со свинцовым теплоносителем.

Двуслойная модель содержит математическое описание процесса окисления при одновременном формировании магнетитного и железохромистого шпинельного слоев оксидной пленки. Совместное решение полученных уравнений при заданных граничных условиях позволяет рассчитывать динамику образования каждого из оксидных подслоев и их толщину. Получено соответствие расчетных и экспериментальных данных по окислению стали ЭИ-852 при рабочих параметрах разрабатываемых реакторных установок.

Теплофизические исследования в обоснование проектов и безопасности ядерных реакторов нового поколения

Ефанов А.Д., Калякин С.Г., Сорокин А.П.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск

Принимая во внимание накопленный опыт эксплуатации действующих АЭС и новые, более жесткие стандарты безопасности, поставлена задача разработки реакторов нового поколения с повышенным уровнем внутренней безопасности. Основным направлением решения поставленной задачи является дальнейшее развитие свойств самозащищенности АЭС путем сочетания свойств безопасности и пассивных систем безопасности. Разработка и обоснование этих систем требует проведения значительного комплекса теплогидравлических исследований ЯЭУ в стационарных и динамических режимах, включая разработку принципов моделирования, создание экспериментальных моделей, проведение экспериментальных исследований, создание системы верификационных тестов и совершенствование и верификацию теплогидравлических расчетных кодов.

Теплогидравлические исследования в обоснование безопасности усовершенствованного проекта РУ ВВЭР-1000 повышенной мощности включают: получение новых данных по критическим тепловым потокам при использовании в ТВС новых типов дистанционирующих решеток, теплогидравлика АЗ и развитие трехмерных расчетных методик для 2-х фазных потоков (снятие консерватизма); изучение взаимодействия пара с недогретой до температуры насыщения воды, гидроударов применительно к созданию пассивных систем безопасности; исследование переноса примесей в АЗ и парогенераторах в обоснование оптимальных водно-химические режимов; завершение разработки интегрального кода для описания протекания тяжелых аварий; разработку математических моделей горения и детонации водорода, каталитических дожигателей для решения проблемы водородной безопасности; изучение переноса аэрозолей в объеме контейнмента и окружающей среде в обоснование радиационной безопасности,

пассивной фильтрации радиоактивных аэрозолей с остаточным энерговыделением.

Особое внимание уделяется изучению протекания аварийных процессов в РУ и АЭС в целом, включая тяжелые аварии – деградация активной зоны, паровые взрывы, взаимодействие кориума с корпусом реактора, удержание кориума в ловушке, – их моделированию и созданию сквозных многомерных кодов для анализа номинальных и аварийных режимов. Для этого проводятся работы по созданию справочных материалов, баз данных и системы верификационных тестов.

Основное внимание в работах по обеспечению безопасности быстрых реакторов, охлаждаемых жидкими металлами, уделяется: комплексным исследованиям процессов гидродинамики, тепломассопереноса и физхимии (система теплоноситель – конструкционные материалы – примеси – газовый объем); обоснованию новых проектных решений по ловушкам примесей и системам контроля, разработке методов и средств регулирования качества жидкометаллических теплоносителей (газовые примеси, в первую очередь кислород и водород); изучению аварийных режимов (кипение Na, плавление топлива и конструкционных материалов, блокады, пассивное аварийное расхолаживание и защита АЗ); разработке новых трехмерных кодов, описывающих гидродинамику, перенос тепла и примесей с учетом их химической трансформации.

Также анализируются проблемы, связанные с обеспечением безопасности реакторов на сверхкритическом давлении воды и разработкой инновационных проектов ЯЭУ применительно к созданию атомно-водородной энергетики.

Формирование покрытия MgF_2 на поверхности стали для защиты от воздействия фреонов в АЭС типа «БРЕСТ»

Загребаев С.А., Орлова Е.А., Алексеев В.В., Жмурин В.Г., Волов А.Н., Торбенкова И.Ю.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск
Орлов М.А., Ширшов Я.Н., Тычинский П.И.
Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

При использовании перспективного фторсодержащего фреона в качестве теплоносителя во втором контуре реакторных установок на быстрых нейтронах с тяжелым жидкометаллическим теплоносителем существует возможность уменьшения стабильности фреона, находящегося в контакте со сталью теплообменного оборудования с повышенным содержанием кремния, и обеднения поверхности стали по кремнию вследствие образования газообразного соединения кремния

с фтором SiF_4. Для достижения тех же характеристик, что дает водяной пар необходимо существенно более низкое давление фреона, чем давление водяного пара. Снижение рабочего давления повышает безопасность реакторной установки.

Для предотвращения взаимодействия кремния, содержащегося в стали, с фреоном предложен метод формирования на поверхности стали защитного покрытия из MgF_2. Метод позволяет формировать фторидные покрытия на поверхности сталей ферритно-мартенситного и аустенитного классов.

Термодинамический расчет показал, что покрытия из фторида магния устойчивы в контакте с фреонами в интервале температуры 300–1000 К. Изобарно-изотермический потенциал реакции образования фторида магния из магния и тетрафторида кремния, наоборот, имеет большое отрицательное значение. Это свидетельствует, что реакция существенно смещена в сторону образования MgF_2 из Mg и SiF_4.

На поверхности образцов сталей Х15Н9С3Б1, 16Х12ВМСФБР после выдержки образцов в контакте с магнием под давлением SiF_4 рентгеноструктурным анализом в кобальтовом излучении обнаружены линии основы стали, фторида магния (MgF_2) и дополнительно Mg_2Si на аустенитной стали, гравиметрический анализ показал увеличение массы образцов.

Образцы сталей исследовали на растровом электронном микроскопе CamScan с применением метода рентгеноспектрального микроанализа (РСМА). Количественный анализ элементов образца из стали 16Х12ВМСФБР, контактирующего с магнием под давлением SiF_4, в области сформированного покрытия вблизи поверхности образца на поперечном сечении покрытия толщиной 3-5 мкм обнаружил спектры Mg и фтора в соотношении близком к стехиометрии MgF_2, а также Si и кислорода в соотношении близком к стехиометрии SiO_2. В металле под покрытием обнаружены железо, хром и кремний в соотношении близком к исходному составу стали 16Х12ВМСФБР

Количественный анализ элементов образца из стали Х15Н9С3Б1, контактирующего с магнием под давлением SiF_4 в темных участках поперечного шлифа обнаружил значительное количество магния в сочетанием со фтором, повышенное содержание кремния – практически во всех остальных исследуемых точках (участки светлой окраски). Металл под покрытием содержит железо, хром, вольфрам, молибден, ванадий, ниобий и кремний в соотношении близком к исходному составу стали Х15Н9С3Б1.

Показана возможность формирования защитного покрытия MgF_2 из Mg и SiF_4 на сталях различных классов.

Основные концептуальные решения эффективного применения частотно-регулируемого электропривода в проекте ВВЭР-ТОИ

Зыков А.С.
ОАО «Атомэнергопроект»

Энергоемкость ВВП Российской Федерации в 3–3,5 раза выше, чем в развитых странах мира. Необходим переход устаревших технологий на новые, более эффективные с точки зрения энергопотребления и качества управления системами энергоемкого технологического оборудования. Президентом и Правительством РФ поставлена задача снижения к 2020 году энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации не менее чем на 40 процентов по сравнению с 2007 годом.

Это, в первую очередь, относится к генерирующим компаниям, где расход потребления электроэнергии на собственные нужды энергоблока на различных АЭС Государственной корпорации «РОСАТОМ» по расчетным данным находится в пределах от 4,5 до 8,5% от общей генерации.

Свыше 90% потребляемой электроэнергии на собственные нужды энергоблока приходится на электропривод (асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором), который является огромным резервом энергосбережения и может обеспечить за счет внедрения инновационных технологий самый большой экономический эффект.

Основными потребителями электроэнергии на собственные нужды являются:

- реакторное отделение (ГЦНА) – 30%;
- турбинное отделение (ПЭН, КЭН) – 27%;
- блочная насосная станция (ЦН) – 31%.

Потенциал энергосбережения энергоблока АЭС по разным оценкам и расчетам находится на уровне 15-20% от общего расхода электроэнергии на собственные нужды (около 100000 МВт·ч/год). Реализация эффективных энергосберегающих технологий позволит привести к эквивалентному увеличению мощности генерации электроэнергии энергоблока на уровне 1–2% (12,5–25 МВт).

Среди всего многообразия ресурсо- и энергосберегающего оборудования (частотно-регулируемый электропривод - ЧРП, гидромуфты, устройства плавного пуска, энергосберегающие лампы, компенсаторы реактивной энергии и др.) на настоящий момент времени частотно-регулируемый электропривод занимает лидирующее место.

Мировая и отечественная инженерная практика показала, что наибольший экономический эффект при реализации программ энергосбережения дает переоснащение технологического оборудования устройствами с частотно-регулируемым электроприводом.

Разработка и внедрение частотно-регулируемого электропривода является одним из самых перспективных и экономически оправданных направлений из всех энергосберегающих технологий. Срок окупаемости данного оборудования находится в интервале от одного месяца до десяти лет в зависимости от конкретного применения, ценообразования, тарифа и правильности выбранного схемотехнического решения.

В связи с жестким требованием ТЗ ВВЭР-ТОИ по реализации маневренного режима (100–50–100)% от $P_{ном}$ при суточном изменении нагрузки, вопрос применения частотно-регулируемого электропривода становится еще более актуальным относительно базового режима работы энергоблока.

Внедрение частотно-регулируемого электропривода на насосах ГЦНА, ПЭН, КЭН и ЦН открывает ***новые, еще до конца неисследованные, потенциальные возможности по увеличению уровня надежности, качества, оптимизации и эффективности регулирования мощностью РУ и работы энергоблока в манёвренных, динамических и переходных режимах, а также работы всего технологического оборудования***.

Требования, комментарии и предложения по арматуре систем безопасности АЭС с РУ БРЕСТ

Ионайтис Р.Р., Лемехов В.В., Сердюк Н.М.
ОАО «НИКИЭТ»

В связи с разработкой арматуры систем безопасности (АСБ) АЭС с РУ БРЕСТ проанализированы основные НД атомной энергетики: НП-01-97; НП-082-07; ПНАЭ-7-008-89; НП-010-98; НП-036-05 и др.

Комментарии по ОПБ-88/97:

- ОПБ распространить на все СБ и СВБ;
- запретить замену принципа опробованности референтностью; расширить опробованность на основании опыта и испытаний (1.2.5);
- ввести устройства определения необнаруживаемого отказа (1.2.12);
- расширить **использование пассивного принципа действия** (4.1.7);
- ввести обязательность проверки состояния АСБ путем периодического подтверждения схода рабочего органа с конечного положения.

По ПНАЭ Г-7-008-89:

- создание запорно–регулирующей АСБ (п. 6.2.9);
- запрет помещения в поток среды управляющих и приводных устройств (за исключением обратного клапана) (п.6.2.14);
- разработка групповых и отдельных НД по системам аварийного охлаждения, защиты парогенератора и др.

По НП-010-98: изолирование ГО (ЗО) с помощью АСБ на разных принципах действия (п. 3.6.2); разрешить обратные клапаны (но с дожимом) (3.6.13); срабатывание по логике «два из трех» (3.6.14); на ГО (ЗО) выгородки под АСБ (3.6.15);

По НП-068-05:

- • предпочтение АСБ с наименьшим коэффициентом гидравлического сопротивления (КГС) (2.3.5);
- не превышать значений КГС=1-1,5 (2.3.5);
- добавить ограничение по скорости в самом узком месте АСБ и указать его в НД (2.3.6);
- не разрешать шум регулирующей АСБ на **всем** ходе (2.3.9);
- АСБ при потере электропитания должна не оставаться на месте, а переходить в защитное состояние;
- регулирующая АСБ должна без вибрации работать во всем диапазоне открытия, при любом возможном в данном контуре перепаде давления;
- запретить использование невибростойкой АСБ (2.3.22);
- снижать скорости дроссельными вставками; на поверхностях трения выполнять антифрикционные нанопокрытия (2.3.23);
- установка дистанционного определителя состояния – устройства неполного хода (3.26.1);
- для давлений выше 8 МПа заменять гладкие регулировочные окна на дроссельные (2.3.29);
- исключить пункт о срабатывании АСБ по пять раз при аварии и после (2.4.6);
- для сейсмостойкости АСБ приближать ее центра тяжести к оси трубопровода (2.5.1).
- приближение к оси трубопровода **центра тяжести**) изделия.

По НП-036-05: материал и покрытия должны выбираться с учетом динамического воздействия потока среды (3.1.10). Внести это во все НД.

Рекомендуемые **состояния работы АСБ** в зависимости от скорости среды в узком сечении: **вода (пар):**

- до 40 (160) м/с — **длительная** устойчивая работа;
- 40–60 (160-240) м/с — устойчивая работа **без запаса**;
- 60–80 (240-320) м/с — проявление **вибрации,** кавитации, износа;
- более 80 (320) м/с — неустойчивая работа, п**оломка.**

Для АЭС с РУ БРЕСТ разработана пассивная компактная, модульная, унифицированная АСБ со следующими особенностями:

- **прямоточность** всех арматурных изделий (АИ): задвижек запорных и регулирующих, клапанов наклонных, затворов обратных и поворотных, ограничителей;

- **плавное профилирование** проточной части с сужением потока до 0,6-0,7 DN, что, сохраняя малое ГС, снижает массу АИ, мощность привода и приближает к оси центр тяжести, что существенно (в 2–3 раза) снижает себестоимость, повышает компактность, конкурентоспособность и сейсмостойкость;
- **пассивность** предлагаемых АИ с сохранением активного управления;
- **унификация** ТПА СБ и СВБ со снижением количества типоразмеров в 5–7 раз, что существенно (в 2 раза) снижает стоимость оснащения э/блока ТПА;
- антифрикционные поверхности, снижающие силы на привод от потока в 2–3 раза.

Вопросы контроля термодинамической активности углерода в натриевом теплоносителе БН

Загорулько Ю.И., Воробьева Т.А.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск

Задачи контроля термодинамической активности углерода в натриевом теплоносителе БН обусловлены необходимостью минимизации интенсивности процессов массопереноса углерода между конструкционными материалами натриевых систем реактора.

Выбор концептуальных подходов к решению этих задач определяется спецификой физико-химических свойств системы «натрий-углерод» в температурном интервале 683-823 К с учетом нормируемого содержания углерода в натриевом теплоносителе БН, составляющем 30 млн$^{-1}$.

Вследствие низкой предельной растворимости углерода в натрии в указанном температурном интервале система «натрий-углерод» является двухфазной. Основное количество углерода присутствует в натрии в виде седиментационно устойчивой тонкодисперсной системы. Доля углерода, растворенного в натрии и определяющего формирование локальных градиентов его термодинамической активности, зависит от характеристик дисперсной системы, режимов осуществления фазовых переходов и их кинетических констант (растворение твердой фазы в высокотемпературных и кристаллизация в низкотемпературных зонах натриевого контура), гидродинамических условий течения натрия.

В докладе представлено обсуждение основных результатов экспериментальных исследований характеристик дисперсной фазы углерода в натрии и её поведения в условиях неизотермического циркуляционного натриевого контура.

Анализ этих результатов создаёт предпосылки для выбора оптимальных подходов к решению задачи контроля термодинамической

активности углерода в первом контуре БН и разработки расчетного алгоритма её распределения в контуре на основе локальных измерений.

Технические и экономические предпосылки создания АЭС ВВЭР-ТОИ с системой аккумулирования тепловой энергии

Кругликов П.А., Смолкин Ю.В.
ОАО «НПО ЦКТИ», Санкт-Петербург
Чаховский В.М.
ОАО «ВНИИАЭС»

Развитие атомной энергетики позволяет существенно увеличить энергетические ресурсы страны и снизить выбросы парниковых газов.

В то же время работа АЭС в условиях энергосистемы со значительными колебаниями электрических нагрузок приводит к необходимости участия в первичном (возможно вторичном) регулировании частоты и в диспетчерском графике электрических нагрузок.

Указанные требования приводят к неблагоприятным воздействиям, прежде всего, на активную зону реактора.

Создание системы аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) на АЭС дает возможность изменять электрическую мощность энергоблока при постоянной тепловой мощности реактора.

Анализ показал принципиальную осуществимость для тихоходной турбоустановки фирмы «Альстом» увеличения электрической мощности на 80 МВт и снижения электрической мощности на 340 МВт при постоянной тепловой мощности реактора, то есть возможность регулирования электрической мощности энергоблока в диапазоне 100÷70%.

Выполнена оптимизация параметров САТЭ для принятого варианта тепловой схемы.

Проведена оптимизация параметров низкопотенциальной части турбоустановки: поверхности теплообмена конденсатора, площади орошения градирни, расхода охлаждающей воды в отопительном и летнем периоде.

Разработано техническое предложение по теплообменникам разрядки и зарядки САТЭ.

Приведены принципиальная тепловая схема и основное оборудование САТЭ.

Предварительные оценки показали, что экономическая эффективность создания САТЭ на АЭС ВВЭР-ТОИ эквивалентна снижению капитальных затрат не менее, чем на 200 млн. долл. США на один

энергоблок. Кроме того, расчеты показывают, что затраты на выработку аккумулированной в САТЭ дополнительной электроэнергии АЭС ВВЭР-ТОИ существенно ниже, чем на конкурирующих электростанциях: гидроаккумулирующих и парогазовых.

Проект цифровой управляющей системы безопасности для энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР

Кудрявцев А.В., Федоров В.А.
НИЯУ «МИФИ»
Якушев А.Г.
ОАО «ВНИИАЭС»
Пронякин А.В.
ООО «СКУ-АТОМ»

Обсуждается современное состояние, опыт эксплуатации и модернизации управляющих систем безопасности для энергоблоков АЭС. Рассматриваются зарубежные и отечественные программно-технические средства для УСБ АЭС и современные требования, предъявляемые к таким системам. Формулируются цели и задачи, даются технические предложения по модернизации и развитию УСБ.

Основная цель – отработка принципов проектирования, создание и испытание отечественной аппаратуры цифровой системы управления и защиты и управляющей системы безопасности по технологическим параметрам (СУЗ-УСБ) для разрабатываемых и строящихся энергоблоков с реакторами ВВЭР. Формулируются предложения по разработке типовой структуры цифровой СУЗ-УСБ, программного обеспечения микропроцессорных контроллеров, а также системы автоматизированного проектирования, реализующего основные алгоритмы обработки сигналов на программируемых средствах.

Результаты углубленного анализа технико-экономических и коммерческих характеристик атомных региональных когенерационных энергоисточников на базе ВК-300

Кузнецов Ю.Н.
ОАО «НИКИЭТ»

Сектор (рынок) региональной когенерационной энергетики в настоящее время и в перспективе является самым большим и развивающимся сектором Единой энергетической системы России. В директивных документах ставится задача инновационного подхода к развитию региональной энергетики на основе высокоэффективных, экологически чистых, неуглеродных когенерационных технологий, в частности, с использованием атомных энергоисточников.

Базовый проект АТЭЦ с ВК-300 удовлетворяет специфическим требованиям, предъявляемым к атомным региональным когенерационным энергоисточникам: обеспечивается повышенная безопасность и существует возможность размещения АТЭЦ в непосредственной близи от крупных промышленно-жилищных агломераций.

Результаты детального сопоставления проектных удельных капзатрат в сооружение базового варианта АТЭЦ и в сооружение НВАЭС-2, позволяют вполне убедительно обосновать заключение о достаточно близкой соизмеримости величин проектных удельных капвложений в сооружение базового варианта АТЭЦ с удельными капвложения в сооружение НВАЭС-2.

Анализ экономической эффективности реализации инвестиционного проекта сооружения базовой четырехблочной АТЭЦ с ВК-300 позволяет сделать вывод, что инвестиционный проект представляет несомненный коммерческий интерес для ОАО «Концерн Росэнергоатом» с точки зрения участия в нем.

Сравнительный анализ инвестиционной привлекательности АТЭЦ и АЭС показал, что при заданных единых параметрах экономического окружения и одинаковых сроках реализации проектов, инвестиционный проект сооружения базовой АТЭЦ существенно превышает интегральные показатели проекта АЭС ВВЭР и выглядит более привлекательным с точки зрения вложения инвестиций (окупается на 11 лет раньше и приносит в полтора раза больше дохода).

Показано, что базовый вариант АТЭЦ экономически существенно эффективнее ПГУ ТЭЦ (по показателям ИДДЗ до 1.6 раз в 2020–2030 гг).

Расчеты, показали существенные экономические преимущества комбинированной схемы регионального теплоэлектроснабжения по сравнению с раздельной схемой (АЭС ВВЭР-1000 + котельные): суммарный доход (с учетом дисконта) при комбинированной схеме может превышать от 2 до 3,7 раз доход при раздельной схеме.

В качестве пилотного объекта целесообразно рассматривать первую очередь Архангельской АТЭЦ в составе двух блоков.

Создание пилотной Архангельской АТЭЦ поддержано Минэнерго, Минрегион, Минэконом, Администрацией области, включившей Архангельскую АТЭЦ в Стратегию развития области до 2030 года, как безальтернативное решение топливно-энергетических проблем области.

Основной схемой финансирования разработки пилотного объекта должна стать консолидация всех источников: федерального и региональных бюджетов в первую очередь.

К настоящему времени выполнен комплекс предпроектных работ по Архангельской АТЭЦ (Основные положения типового проекта АТЭЦ, Декларация о намерениях, Обоснование инвестиций).

Проект «ВВЭР-ТОИ» — инновационные технические решения и современные информационные технологии

Кучумов А.Ю.
ОАО «Атомэнергопроект»

Проект «ВВЭР-ТОИ» реализуется как краткосрочный приоритет развития ядерных технологий в соответствии с решением Комиссии по модернизации и технологическому развитию российской экономики при Президенте Российской Федерации.

Основные цели Проекта:

- Создание Типового Проекта (ТП) энергоблока АЭС технологии ВВЭР, оптимизированного по отдельным технико-экономическим параметрам, определенным в утвержденных Росатомом Технико-экономических Требованиях (ТЭТ) к типовому проекту энергоблока, обладающего свойствами конкурентоспособности на внутреннем и внешних рынках. Основа – проект НВО АЭС-2;
- Отработка в ходе реализации проекта технологий, обеспечивающих выполнение проекта в современной информационной среде;
- Актуализация нормативно-правовой базы в части устранения устаревших и сдерживающих развитие положений для обеспечения возможности применения в Проекте инновационных технологий проектирования и сооружения

В рамках Проекта оптимизирован относительно Проекта НВО АЭС-2 ряд технических решений по основным дисциплинам Проекта.

Особое внимание в рамках реализации Проекта «ВВЭР-ТОИ» отводится повышению безопасности энергоблока. Концепция обеспечения безопасности в Проекте основана на применении систем безопасности, использующих разные принципы работы: активные и пассивные. При этом все функции безопасности обеспечиваются независимо работой активных систем безопасности и пассивных систем безопасности.

В Проекте «ВВЭР-ТОИ» реализован полный комплекс технических решений, позволяющих обеспечить безопасность АЭС и исключить сверхнормативный выход радиоактивных сред в окружающую среду в условиях внешних (природных и техногенных) воздействий в сочетании с внутренними исходными событиями и дополнительными отказами. Однако для повышения устойчивости АЭС к маловероятным, гипотетическим событиям и увеличения длительности автономности АЭС при запроектных авариях предполагается выполнить ряд дополнительных технических мер.

Для повышения качества Проекта, исключения возможных коллизий, оптимизации компоновочных решений и проработки современных технологий сооружения энергоблока в рамках Проекта

разрабатывается современная информационная среда проектирования и конструирования, основывающаяся на создании и использовании информационной модели энергоблока, базирующейся на единой интеграционной платформе и включающей в себя полный массив данных по энергоблоку на стадиях его проектирования и сооружения. Основа информационной модели энергоблока ВВЭР ТОИ - комплексная модель энергоблока в формате 3D, включающая в себя информацию по всем дисциплинам проекта.

Применение современных информационных технологий при проектировании и конструировании энергоблока АЭС позволяет:

- Повысить конкурентоспособность проекта АЭС на международном рынке;
- Снизить стоимость сооружения энергоблока АЭС;
- Обеспечить тиражируемость проекта;
- Обеспечить передачу информации на стадиях жизненного цикла АЭС, без потерь и повторного ввода данных;
- Повысить качество выпускаемой проектной документации;
- Сократить сроки проектирования и сооружения энергоблока;
- Создать систему управления изменениями, обеспечивающую поддержание информации в комплексной информационной системе в актуальном состоянии на всех стадиях жизненного цикла объекта;
- Оптимизировать использование финансовых и трудовых ресурсов в процессе проектирования и сооружения АЭС;
- Оптимизировать систему управления процессами проектирования и сооружения объекта.

Струйные аппараты для интенсификации рециркуляции на «горячей» стороне парогенератора ПГВ-1000

Марков Д.М., Просвирнов А.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

Горизонтальные парогенераторы ПГВ-1000 доказали свои эксплуатационные характеристики длительным циклом использования на действующих АЭС, однако сохраняются их «родовые» недостатки:

- из-за неравномерности тепловыделения на горячей и холодной сторонах парогенератора наблюдается неравномерность паровой нагрузки (расхода пара по сечению парогенератора) и уровня воды над дырчатым листом, и, как следствие, опасность заброса (выброса) влаги в паропроводы;
- при номинальной мощности обычно происходит прорыв пара в опускные каналы и через закраину дырчатого листа, что резко

уменьшает кратность циркуляции на горячей стороне парогенератора;
- подача питательной воды происходит под дырчатый лист и для прогрева питательной воды до температуры насыщения часть произведенного в межтрубном пространстве пара конденсируется;
- низкие скорости рециркуляции приводят к образованию застойных зон и выпадению шлама.

В ОАО «ВНИИАЭС» разработан эффективный двухкамерный струйно-вихревой аппарат, использующий в качестве рабочего тела поток питательной воды в ПГ от питательных насосов и позволяющий интенсифицировать рециркуляцию на горячей стороне ПГ. Особенностью аппарата является его способность прокачивать воду ПГ над и под дырчатым листом. Одна камера подключается к пространству над дырчатым листом, а вторая к пространству под дырчатым листом. 22.12.2011 г подана заявка на изобретение. При отработке конструкции создана 3-D модель струйного аппарата, проведены трехмерные расчеты на CFD коде при рабочих параметрах воды в ПГ без парообразования. Получены расчетные характеристики, превышающие характеристики стандартных струйных водо-водяных аппаратов. Для подтверждения расчетных характеристик требуются испытания натурной модели струйного аппарата на экспериментальном стенде с рабочими параметрами ПГ. Применение предлагаемого струнного насоса позволит:
- увеличить кратность циркуляции воды на горячей стороне парогенератора,
- увеличить паропроизводительность,
- исключить конденсацию пара по сравнению с традиционной схемой, происходящей при подаче питательной воды парогенератора под дырчатый лист,
- получать более интенсивное перемешивание теплоносителя в опускных каналах, что снижает термическую нагрузку на пакеты трубчатки,
- исключить прорыв пара в опускные каналы;
- выравнивать уровень воды в парогенераторе над дырчатым листом за счет захвата воды струйным насосом из области над дырчатым листом на горячей стороне парогенератора.

Концепция быстрого парового реактора малой мощности

Просвирнов А.А., Нафталь М.М.,
ОАО «ВНИИАЭС»

Быстрый паровой реактор (БПР) работает в быстром спектре нейтронов и охлаждается водяным паром. Вода, как уникальное и доступное вещество, наиболее широко используется в качестве теплоносителя

первого контура в энергетических реакторах на тепловых нейтронах. В то же время, для таких реакторов характерны существенные недостатки, к которым можно отнести относительно большие запасы реактивности в активной зоне, низкую эффективность топливоиспользования, невысокие параметры термодинамического цикла, проблемы утилизации отработавшего ядерного топлива (ОЯТ). Но, тем не менее, доступность и дешевизна водной технологии, большой опыт разработок и эксплуатации легководяных реакторов являются мощным стимулом к созданию новых реакторов с этим теплоносителем.

Одним из способов, позволяющих в значительной мере избавиться от перечисленных выше недостатков, является использование пара для охлаждения активной зоны реакторов и переход к быстрому спектру нейтронов. Эта идея не нова – в 60-е годы в ряде стран (США, ФРГ и др.) БПР рассматривались как альтернатива натриевым реакторам-размножителям, и их разработки проводились весьма активно. Однако, не обеспечив существенного выигрыша перед натриевыми бридерами, концепция БПР не получила завершенности, и к началу 70-х годов разработки БПР во всех странах были прекращены.

За прошедшее с начала 70-х годов время произошли изменения в требованиях к АЭС, накоплен опыт эксплуатации твэлов в быстрых реакторах при высоких температурах и флюенсах, разработаны новые конструкционные материалы. Все это вместе с привлекательностью водяной технологии привело к возрождению интереса к концепциям парового охлаждения быстрого реактора.

На основе одной из таких концепций и был разработан данный аванпроект. Тип реактора – одноконтурный паровой малой мощности, под давлением, корпусной на быстрых нейтронах, с контуром многократной циркуляции внутри корпуса реактора, относящийся к IV поколению по классификации GIF. Данная концепция отличается от традиционных тем, что в активной зоне не происходит испарение воды и твэлы контактируют только с паром.

В докладе описана конструкция реакторной установки, отличительной особенностью которой является применение в качестве основного устройства, создающего напор в контуре многократной циркуляции, пакета струйных аппаратов, в которых происходит смешение питательной воды и пара, прошедшего через активную зону, с полным испарением питательной воды в струйном аппарате за счет охлаждения перегретого в активной зоне пара. Таким образом, на вход в активную зону подается слабоперегретый водяной пар, что исключает неравномерности, связанные с фазовым переходом теплоносителя внутри активной зоны.

Также в докладе представлены результаты основных расчетных обоснований (включая оценки коэффициентов реактивности), ре-

зультаты поискового нейтронно-физического расчета активной зоны с использованием программы WIMS 4B, обосновывающего выбор топлива (UN или UO_2), оптимальных значений обогащения топлива, геометрии твэла и расстояния между твэлами в ТВС (из условия близости коэффициента воспроизводства в активной зоне (КВА) к единице и минимальности критических размеров активной зоны).

Самоорганизующееся карбонитридное покрытие на стали из расплавленной эвтектики свинец-магний

Орлова Е.А.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», г. Обнинск

Современные концепции в реакторостроении должны быть построены на принципах «естественной безопасности» и экономичности. Этим требованиям отвечает реактор на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем и нитридным топливом.

В настоящий момент разрабатываются твэлы с нитридным топливом для установки БРЕСТ-ОД-300 с жидкометаллическим внутритвэльным подслоем, позволяющим снизить температуру в центре нитридного топлива с уровня 1600 К в твэле с газовым подслоем, до уровня 1310 К, обеспечивающего надежную его работу при глубоком выгорании с низким распуханием и газовыделением.

Наилучшим образом решение проблемы совместимости жидкометаллического внутритвэльного подслоя с оболочкой твэла в присутствии нитридного топлива обеспечивается путем самопроизвольного формирования на поверхности стали защитного покрытия нитрида циркония в эвтектике на основе свинца с содержанием 2,25 % массовых (0,164 атомной доли) магния и до 0,2 % массовых циркония. При этом обеспечивается самозалечивание случайных повреждений покрытия. Коррозионные повреждения и изменения массы образцов сталей 16Х12ВМСФБР и Х13М2С2 отсутствовали при их ампульных и петлевых испытаниях при температуре 873–1023 К в эвтектике 2,25 % Mg–0,2 % Zr, остальное – Pb, а также после испытаний при 973 К в течение 5700 ч укороченного макета твэла с сердечником из нитрида урана, теплопередающим подслоем указанного состава и оболочкой из стали 16Х12ВМСФБР с предварительно-сформированным на ней покрытием из нитрида циркония.

Состав и структуру покрытия, сформированного на поверхности стали 16Х12ВМСФБР, при 993 К в течение 50 ч в сплаве 2,25 % Mg–0,2 % Zr, остальное – Pb под давлением N_2, исследовали путем рентгеноструктурного анализа на установке ДРОН-1, (идентифицирована структура, характерная для ZrN и ZrC), на растровом электрон-

ном микроскопе с применением волнового рентгеноспектрального микроанализа INCA (на поверхности образца обнаружены цирконий 6,7±0,2 % атомных и азот 15,6±0,2 % атомных, по сечению образца цирконий обнаружен в существенно меньшем количестве 0,2–3,3 % атомных, а азот не обнаружен), а также методами ядерного микроанализа (глубина проникновения азота по данным ядерного микроанализа составила (90-130)±15 нм).

Результаты комплексного анализа покрытий на поверхности стали 16Х12ВМСФБР (ZrN, ZrC), сформированных при 923–993 К в течение 50–500 ч в ампульных испытаниях в сплаве свинца с 2,25% по массе магния с добавкой циркония под давлением азота показали, что цирконий и азот на поверхности стали присутствуют, причем согласно данным рентгеноструктурного анализа в стехиометрическом составе соединения ZrN (ZrC).

Исследования поверхности и поперечного сечения образцов стали 16Х12ВМСФБР с помощью РЭМ, испытанных при температуре 813–923 К в течение 1000 ч в сплаве Pb-Mg, и прошедших механические испытания, показали наличие на них пленки, содержащей помимо основных компонентов стали магний, цирконий, свинец, кислород и углерод. Наличия азота на поверхности образцов стали не обнаружено. Особое внимание следует уделить обеспечению формирования карбо–нитридных, а не оксидных покрытий

На основании результатов расчетно-экспериментальных исследований можно рекомендовать использовать эвтектический сплав Pb-Mg, насыщенный цирконием, в качестве жидкометаллического подслоя в твэлах с нитридным топливом.

Унифицированный подход к разработке системы обеспечения безопасности энергоблоков с водяными реакторами

Просвирнов А.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

Системы, обеспечивающие безопасность энергоблока, должны обеспечить две противоречащие друг другу функции: передать излишки тепла реактора конечному поглотителю (окружающей среде) и локализовать выход радиоактивных продуктов внутри барьеров безопасности (не допустить их выход в окружающую среду). Традиционный подход, основанный на активных системах безопасности, предусматривает передачу тепла через специальный промежуточный контур с организацией брызгальных бассейнов, а для локализации радиоактивных продуктов контайнмент и массу локализирующей арматуры. Вынужденным каналом отвода тепла является и второй контур, используемый для

выполнения основной функции выработки электроэнергии. В случае течи из первого контура во второй и срабатыванием БРУ-А нарушаются два барьера безопасности и возможен выход радиоактивности в окружающую среду. Поэтому в будущих проектах этот режим недопустим и требует особого рассмотрения.

Противоречивость вышеописанных двух функций приводит к тому, что внедряя промконтур для отвода тепла от первого контура и контайнмента, мы тем самым увеличиваем опасность проникновения радиоактивных продуктов через барьеры безопасности. Поэтому в проектах с пассивными системами безопасности все проходки через барьеры минимизированы. Подход, основанный на пассивных принципах отвода тепла, базируется на максимальном использовании барьеров безопасности в качестве передатчиков тепла и исключении дополнительных гидравлических контуров.

Чтобы найти компромисс между двумя функциями необходимо выработать принципы, удовлетворяющие одновременно обеим функциям.

Передача тепла через стенку металлического контайнмента осуществляется без использования промконтура. Отвод тепла от стенки металлического контайнмента к воздуху осуществляется за счет естественной конвекции через капельное испарение или к воде бассейна вокруг металлического контайнмента за счет создания расчетного давления в контайнменте и превышения температуры стенки контайнмента над температурой окружающей среды. Отвод тепла от активной зоны и контайнмента на начальной фазе аварии, когда темп снижения мощности остаточных энерговыделений высок (примерно до уровня 2% от номинальной мощности) осуществляется за счет борированной воды гидроаккумуляторов высокого и низкого давления и баков запаса воды. В дальнейшем отвод тепла от активной зоны осуществляется за счет эвакуации пара из первого контура и залива борированной воды из бассейна вокруг корпуса реактора за счет гравитации.

Пространство внутри металлического контайнмента разделено на две зоны: периферийная и центральная, между которыми установлены струйные насосы. По периферийной зоне организуется круговое движение пароводяной смеси за счет перепада давлений между зонами при аварии с течью теплоносителя первого контура. На линии сброса пара из КД установлено устройство принудительного снижения давления в первом контуре с подачей пара на струйный насос между зонами, с захватом охлаждающей воды из баков запаса борированной воды и паровоздушной смеси центральной зоны в струйном насосе и перекачкой смеси в периферийную зону с организацией кругового спирального движения смеси в периферийной зоне. Для глушения реакции и залива активной зоны борированной водой в режиме ATWS используются

гидроемкости полного давления в первом контуре с подачей воды за счет гравитации. Подход позволяет отказаться от активных систем подачи охлаждающей воды высокого и низкого давления, а использовать только силы гравитации, газовых аккумуляторов, естественную конвекцию и запас энергии первого контура.

Профилирование проточной части регуляторов расхода теплоносителя для АЭС с РУ БРЕСТ

Ионайтис Р.Р., Чеков М.Е.
ОАО «НИКИЭТ»

На энергоблоке АЭС эксплуатируется до 600 регуляторов расхода (РР), из которых до 40 относятся ко второму контуру с его высокими давлениями и температурами. При регулировании расхода среды в узком сечении регулировочного окна (РО) возникают высокие скорости потока, шум, вибрация, износ внутренних поверхностей. На выходе из РО с гладким проходом образуются «кинжальные струи»

Распространенное повышение степени дросселирования потока в РО известных РР (для повышения надежности их работы) с помощью изменения длины и/или количества гладких отверстий неэффективно из-за малого гидравлического сопротивления и высокой скорости.

Наиболее эффективны и компактны для интенсификации дросселирования проточной части параллельные канавки и повороты вокруг прямых и острых углов.

Сконструированы новые короткие дроссели с пересекающимися прямыми каналами прямоугольной и круглой формы в поперечном сечении для компактного исполнения дроссельных регулировочных окон. На выходе из таких РО не образуются «кинжальные струи», вместо них выходит перемешанный поток («каша»). Применение коротких дросселей позволяет снизить скорость потока среды в 1,8–2,7 раза и перевести РР в режим устойчивой, безвибрационной, безкавитационной работы.

Широкий диапазон регулирования обеспечивается путем профилирования коэффициента гидравлического сопротивления (КГС) РО по мере открытия.

Для конструирования интенсифицированных устройств регулирования расхода разработана методика расчета с учетом допустимых скоростей потока, сжимаемости среды и изменения КГС профилированного РО.

Приведены примеры расчета и конструирования интенсифицированных РР.

Для Ростовской АЭС и ТЭС сконструированы унифицированные по длине дроссельные устройства с винтовыми дросселями для DN от

10 до 85мм. Скорости потока находятся в области длительной устойчивой работы. Винтовые дроссели выполнены в моно исполнении и в виде “ромашки” из семи дросселей (повышается технологичность при большой глубине канавки).

Для Орловской ТЭЦ разработаны интенсифицированные регулирующие задвижки DN 175 и 250мм. В теле седла выполнены резьбовые отверстия, в которые ввинчены винтовые дроссели. В задвижке DN 175 мм заменены два исполнения отверстий в седле на одну унифицированную вставку с переводом скоростей в зону устойчивой работы. В задвижке DN 250мм сокращена длина дроссельной вставки, снижена скорость потока среды и увеличена пропускная способность.

Сконструирован интенсифицированный наклонный клетковый клапан, обеспечивающий: рациональное использование проходной площади; практически прямоточное движение рабочей среды; снижение скоростей потока; герметичность в закрытом состоянии; разгруженный регулирующий орган; компактность исполнения.

В интенсифицированном шаровом кране DN 500мм в шар или седло установлено две приставки с дроссельными каналами. По толщине приставка выполняется постоянной или уменьшающей по мере открытия. Устранены кинжальные струи на выходе из РО, снижены скорости потока.

В интенсифицированном поворотно-золотниковом клапане регулировочные окна выполнены в виде дроссельной решетки с пересекающимися каналами. Осуществлено профилирование не только КГС регулировочного окна, но и всей проточной части. Снижены паразитные протечки среды в закрытом состоянии. Сохранены компактность исполнения и усилие на приводе.

Концепция создания мощных быстроходных ПТУ для АЭС

Лисянский А.С.
ОАО «Силовые машины», Санкт-Петербург
Назаров О.И., Чижов В.В.
ОАО «ВНИИАМ»

Развитие атомной энергетики требует создания более мощных и экономичных турбоустановок. Разработка быстроходных турбин АЭС большой мощности – это один из возможных перспективных путей дальнейшего развития атомного турбостроения. Результаты, достигнутые ОАО ЛМЗ по созданию паровых турбин для АЭС мощностью 1000 МВт с частотой вращения 50 1/с, устойчиво высокий уровень эксплуатационной надежности и экономичности таких турбин дают бесспорное основание рассматривать эти машины, как альтернативный вариант тихоходным установкам аналогичной мощности.

Последние разработки ОАО «Силовые машины» и ОАО «ВНИИАМ» показывают, что мощность 1000 МВт для быстроходных турбин далеко не порог, за которым преимущества тихоходного варианта становятся очевидными. Турбины мощностью 1200 МВт и более на 50 1/с могут быть вполне конкурентоспособны турбинам на 25 1/с.

Концепция дальнейшего увеличения мощности и экономичности быстроходных машин включает разработку мероприятий по увеличению пропускной способности ЦНД, увеличения роста начальных параметров пара и температуры промперегрева, совершенствование тепловой схемы и проточной части.

ВНИИАМ разработал и выполнил численное исследование новой рабочей лопатки последней ступени длиной 1320 мм, которую можно устанавливать на дисках с диаметром 2,1–2,3 м. В сопловых и рабочих лопатках использованы профили с расширением потока в выходном сечении.

В тепловой схеме предлагается применить двухступенчатую сепарацию, дополнив традиционную выносную сепарацию встроенной, которую можно осуществить в ЦВД петлевой конструкции.

Совершенствование входных и выходных устройств турбины – еще один резерв повышения экономичности проточной части. В последнее время ОАО «ВНИИАМ» совместно с заводом ведут работы по исследованию таких устройств улиточного типа. Результаты численного исследования на пространственных моделях показывают их преимущества перед обычными вариантами, как по величине потерь, так и степени неравномерности параметров потока на выходе.

Численные исследования различных вариантов конструкции турбины, ее проточной части и тепловой схемы базируются на использовании современных программных продуктов и, в том числе, программе, разработанной ВНИИАМ – МЭИ, позволяющей производить совместный расчет проточной части и тепловой схемы.

Сочетание свойств внутренней самозащищенности и конструктивных мер для обеспечения безопасности реактора БН-1200

Васильев Б.А., Евсеев В.И., Кузавков Н.Г., Осипов С.Л., Шепелев С.Ф.
ОАО «ОКБМ Африкантов»

Реакторы на быстрых нейтронах обладают целым рядом свойств внутренней самозащищённости, которые в сочетании с конструктивными мерами, направленными на повышение безопасности, позволяют достичь уровня, удовлетворяющего требованиям к РУ IV поколения. К свойствам внутренней самозащищённости, характерных для быстрых реакторов, относятся:

- высокая температура кипения жидкометаллических теплоносителей (ЖМТ), что позволяет поддерживать низкое давление в реакторе;
- отсутствие фазовых переходов ЖМТ при разгерметизации реактора с сохранением при этом надёжного охлаждения активной зоны;
- устойчивый отрицательный коэффициент реактивности по мощности реактора и температуре материалов активной зоны, что способствует ограничению роста мощности реактора при несанкционированном вводе положительной реактивности;
- большая теплоемкость реактора с ЖМТ при использовании интегральной компоновки, что ограничивает скорость роста температуры в первом контуре при полном прекращении теплоотвода после срабатывания аварийной защиты, что упрощает решение задачи аварийного отвода тепла от реактора;
- возможность размещения всех внешних систем с ЖМТ в пределах корпуса реактора, что исключает выход теплоносителя с радиоактивными продуктами, который был бы возможен при разгерметизации внешних коммуникаций;
- низкое избыточное давление в газовой полости реактора (ГПР) с ЖМТ (не более 0,05 МПа), что способствует малой утечке радиоактивных газов из реактора при нормальной эксплуатации и низкой энергии воздействия на конструкции при разгерметизации ГПР.

Реакторы на быстрых нейтронах, охлаждаемые натрием, обладают следующими дополнительными свойствами внутренней самозащищённости, усиливающими их безопасность:

- эффективное удержание натрием наиболее опасных изотопов йода и цезия, что позволяет практически полностью исключить их выход в окружающую среду при нормальной эксплуатации и авариях;
- низкое коррозионно-эрозионное воздействие натрия на конструкционные материалы, что исключает опасность перегрева твэлов по причине забивания проходного сечения ТВС и коррозионно-эрозионного повреждения конструктивных элементов, удерживающих радиоактивные среды в реакторе;
- возможность применения в качестве основных конструкционных материалов оборудования РУ нержавеющих сталей, коррозионностойких в натриевой среде и не склонных к хрупкому разрушению, что с учётом низкого избыточного давления в натриевых контурах, исключает возникновение крупных натриевых течей.
- отличные теплофизические свойства натрия, позволяющие свести к минимуму поверхности теплообменного оборудования, что снижает вероятность возникновения межконтурных течей.

Отмеченные свойства позволили достичь низкого выхода радиоактивных продуктов в окружающую среду при нормальной эксплуатации быстрых натриевых реакторов, о чём свидетельствует опыт эксплуата-

ции реактора БН-600: средний выход радиоактивных газов при эксплуатации составляет ~ 1% от допустимого уровня, а выход изотопов йода, цезия и натрия в венттрубу отсутствует. Сброс активности с дебалансными водами при эксплуатации энергоблока с реактором БН-600 на несколько порядков ниже контрольных уровней. Аналогичных показателей следует ожидать и при реализации проекта БН-1200. Течи натрия на реакторе БН-600 имели место в основном на начальном этапе эксплуатации. Последняя течь натрия наружу произошла в 1994 г., а межконтурная течь воды в натрий в парогенераторе — в 1991 г.

Перечисленные свойства внутренней самозащищённости усиливаются следующими конструктивными мерами пассивной безопасности, которые реализованы в проектах БН-600 и БН-800:

- окружение корпуса реактора, который является основным барьером безопасности по предотвращению выхода радиоактивных веществ в окружающую среду, страховочным корпусом, препятствующим выходу натрия в шахту реактора и его взаимодействию с воздухом в случае течи основного корпуса. Герметичность основного и страховочного корпусов постоянно контролируется;
- уплощение активной зоны и введением натриевой полости и поглощающего экрана в верхней части ТВС взамен воспроизводящего верхнего торцевого экрана, что ограничивает величину НПЭР значением меньше 0,8 βэфф., исключающим неуправляемый рост мощности реактора в условиях запроектной аварии с кипением натрия в активной зоне;
- применение гидравлически взвешенных стержней (АЗ-П). Эти стержни висят над активной зоной в расцепленном состоянии и при снижении расхода ниже 50% от номинального плавно опускаются в активную зону под собственным весом, обеспечивая перевод горячего реактора в подкритическое состояние. Эта система останова реактора проверяется на выполнение своих функций при каждом останове реактора;
- размещение в нижней части корпуса реактора поддона из тугоплавкого металла для исключения выхода топлива за его пределы при постулируемых авариях с плавлением активной зоны.

Кроме того, в проекте БН-1200 приняты дополнительные меры для повышения уровня радиационной и пожарной безопасности:

- осуществлено интегрирование всех систем первого контура в корпусе реактора, что позволило добиться важнейшего результата — исключить специфически опасный для БН класс аварий с течами радиоактивного натрия;
- исключён натриевый барабан для промежуточной выдержки отработавших ТВС перед их отмывкой и транспортировкой в водяной бассейн, потенциально опасный источник ядерных и радиационных аварий;

- значительно снижена протяжённость натриевых трубопроводов второго контура с одновременным их окожухованием, что фактически исключает возможность больших течей и пожаров с радиоактивным натрием;
- введены поглощающие стержни на температурном принципе действия (АЗ-Т), которые опускаются в активную зону после повышения температуры на выходе из активной зоны, обеспечивая перевод реактора в подкритическое состояние;
- система аварийного отвода тепла подключена непосредственно к первому контуру с размещением автономных теплообменников в баке реактора и функционирует на пассивных принципах действия.

Сочетание свойств внутренней самозащищённости и конструктивных мер по повышению безопасности позволяет выполнить важнейшее требование по исключению эвакуации населения за пределами промплощадки энергоблока при любых технически возможных авариях.

Проблемы теплового проектирования корпуса парогенерирующего блока реакторной установки «БРЕСТ-ОД-300»

Гуськов В.Д., Коротков Г.В., Чубаров Д.Н., Жук В.И., Ходасевич К.Б., Сивков А.Н., Елисеев Д.В., Фетисов В.Я.
ОАО «КБСМ», Санкт-Петербург
Лемехов В.В., Пикалов А.А.
ОАО «НИКИЭТ»

Термин «тепловое проектирование» подразумевает системное решение в ходе проектирования взаимоувязанных задач обеспечения надежного функционирования, несущей способности и требуемых тепловых режимов конструкции во всех условиях эксплуатации.

В статье сформулированы основные задачи и направления теплового проектирования корпуса парогенерирующего блока реакторной установки «БРЕСТ-ОД-300».

Обозначены требования, предъявляемые к корпусу блока парогенерирующего.

Предложены основные конструкторские решения, удовлетворяющие требованиям теплового проектирования.

Выделены основные направления экспериментальных исследований на фрагменте части днища корпуса парогенерирующего блока реакторной установки «БРЕСТ-ОД-300» и на лабораторной модели.

Предложен план проведения экспериментальных исследований по вопросам теплового проектирования.

Показано, что в ходе разработки конструкции корпуса парогенерирующего блока реакторной установки «БРЕСТ-ОД-300» в системной

постановке решаются проектные задачи обеспечения функционирования парогенерирующего блока с учетом требований обеспечения соответствующих тепловых режимов.

Концептуальный подход к разработке корпуса парогенерирующего блока реакторной установки «БРЕСТ-ОД-300»

Гуськов В.Д., Коротков Г.В., Сивков А.Н., Ходасевич К.Б., Щекин М.В.
ОАО «КБСМ», Санкт-Петербург
Лемехов В.В.
ОАО «НИКИЭТ»

Определяющей концепцией разработки корпуса блока парогенерирующего (опорно-ограждающая конструкция РУ БРЕСТ-ОД-300, воспринимающая статические и динамические нагрузки от РУ и снижающая тепловые и радиационные воздействия на строительные конструкции реакторного отделения) является обеспечение надежности и безопасности конструкции РУ во всех режимах эксплуатации, включая возможные аварийные и сейсмические воздействия. Одновременно должны обеспечиваться возможность использования принятых технических решений в перспективных РУ более высокой мощности.

Концепция в полной мере отвечает основным принципам реализации РУ БРЕСТ-ОД-300 и реализуется использованием в конструкции блока парогенерирующего:

- страховочного корпуса, локализующего (ограничивающего) объем возможного аварийного пролива теплоносителя;
- различного типа бетонов, обеспечивающих минимальное нагружение конструкций и необходимую теплоизоляцию строительной части АЭС;
- температурных компенсаторов и элементов крепления блоков корпусов, минимизирующих нагружение РУ в процессе ее разогрева;
- единой жесткой опорной плиты центрального и четырех периферийных корпусов РУ

и ряда других технических решений, рассмотренных в докладе.

В статье рассмотрены также расчетно-теоретические, технологические и другие проблемы создания корпуса парогенерирующего блока реактора установки БРЕСТ-ОД-300.

Концепция технического обслуживания и ремонта в проекте «ВВЭР-ТОИ»

Дементьев В.Н.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»
Гуринович В.Д., Янченко Ю.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

В настоящей статье на примере проекта «ВВЭР-ТОИ» представлены результаты проработки на концептуальном уровне положений системы технического обслуживания (ТО) и ремонта, которые должны быть реализованы в проектах новых атомных станций. Реализация этих требований будет способствовать обеспечению конкурентоспособности генерации электроэнергии на внутреннем и внешнем рынках и достижению оптимальной стоимости владения активами. Структура заложенных в концепцию требований представляет собой две взаимосвязанные области.

Первая, в основном, определяется необходимостью приведения действующих Норм и Правил Ростехнадзора в соответствие современным лучшим мировым практикам. Вторая группа требований определяет конкретные аспекты ТО и ремонта, которые должны быть реализованы в проекте «ВВЭР-ТОИ».

В статье главным образом рассматривается первая группа требований, связанных с нормативной базой проекта и её ограничениями, включая следующие составляющие:

- ограничения периодичности технического освидетельствования и эксплуатационного контроля металла оборудования и трубопроводов;
- нормы оценки качества сварных соединений и наплавок;
- объемы неразрушающего контроля металла;
- «Типовые отраслевые нормы времени, элементные сметные нормы на работы по техническому обслуживанию, ремонту и наладке систем и оборудования атомных станций» ОЭСН-2003.

Одновременно с этим, из второй группы требований рассмотрены проблемы мониторинга риска и оптимизации подхода к классификации оборудования с учетом как риска нарушения безопасности, так и влияния на экономические характеристики эксплуатации энергоблока.

Предполагается, что положения концепции послужат основой для разработки проекта «ВВЭР-ТОИ» с учетом требований системы ТО и ремонта, верификации и валидации этих требований на всех стадиях жизненного цикла АЭС.

Машинный зал с турбоустановкой «Arabelle» и перспективы его строительства

Беляев В.В.
ОАО «НИАЭП»

Необходимость обеспечения конкурентоспособности российской атомной энергетики, как на внутреннем рынке (по сравнению с другими источниками генерирования электроэнергии), так и на внешнем рынке (по сравнению с альтернативными проектами АЭС зарубежных разработчиков) потребовала создания нового типового проекта атомной электростанции. Таким будущим типовым проектом атомной электростанции с водо-водяным энергетическим реактором, является Проект «ВВЭР–ТОИ».

ОАО «НИАЭП» является Генеральным проектировщиком и поставщиком машинного зала для энергоблоков Проекта «ВВЭР-ТОИ».

«Техническим заданием на разработку проекта «ВВЭР-ТОИ» определено проектирование машзала с применением тихоходной турбины электрической мощностью брутто на клеммах генератора (в гарантийном режиме) не менее 1255 МВт при номинальной тепловой мощности реакторной установки не менее 3312 МВт (т).

В 2010 году ОАО «НИАЭП» выполнил работу «Технико-экономическое сравнение машинных залов, базирующихся на тихоходных турбоагрегатах мощностью 1200–1300 МВт производства ОАО «Турбоатом», ОАО «Силовые машины», ООО «Альстом Атомэнергомаш» и Siemens AG., в которой были проанализированы представленные технико-коммерческие предложения поставщиков оборудования для машинных залов. На основании сравнения и анализа вариантов машинного зала по техническому (мощность, КПД, референтность, маневренные характеристики, коэффициент готовности и т.д.), коммерческому и экономическому направлениям было принято решение о проектировании машинного зала с турбоустановкой Arabelle фирмы Альстом.

Турбоустановки последнего поколения Arabelle, производства компании «Alstom», различного уровня мощности эксплуатируются на пяти энергоблоках АЭС во Франции и в Китае. 10 энергоблоков АЭС с турбоустановками Arabelle находятся в стадии строительства.

Следует отметить, что на АЭС во Франции эксплуатируется 54 турбоустановки производства компании «Alstom» предыдущей модификации Mirabelle, из них 34 турбоустановки мощностью по 900 МВт и 20 турбоустановок мощностью по 1300 МВт, которые составляют основу атомной энергетики Франции. Компоновочные и схемные решения модификации Mirabelle аналогичны Arabelle.

Работу по адаптации технической документации на оборудование и технологию компании «Alstom» под нормативно-техническую базу и

стандарты Российской Федерации проводит компания ООО «Альстом Атомэнергомаш».

В конструкции турбины Arabelle наиболее эффективным образом реализовано однопоточное расширение пара. Однопоточная схема расширения пара обеспечивает больший КПД за счёт сокращения вторичных потерь, возникающих в корневой и периферийной зонах проточной части. В такой однопоточной турбине расширение пара реализовано с начального давления 6,9 МПа до конечного около 0,3 МПа. Таким образом, более 60% расширения происходит с наивысшим КПД.

Высокие показатели турбоустановки обеспечиваются в том числе и за счет применения рабочей лопатки последней ступени высотой 1739 мм (69 дюймов).

Ведущие специалисты НИАЭП/Альстом/ААЭМ совместно работали над определением наиболее оптимальной конфигурации турбины в плане ее эксплуатационных возможностей, а также наиболее целесообразной компоновки и конструктивного исполнения машинного зала.

Основные схемные и компоновочные решения в проекте «ВВЭР-ТОИ» являются референтными (технология турбоустановки Arabelle).

Устанавливаемая турбоустановка типа Arabelle обеспечивает в соответствии с «Техническим заданием ...»:

- возможность суточного регулирования мощности энергоблока по графику 100-50-100% от Nном.;
- возможность совместной работы с системой аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) с маневрированием в диапазоне 81–100–106% от Nном, при этом реакторная установка остается на мощности 100%;
- возможность первичного регулирования в диапазоне 100-20-100% со скоростью до 5% от Nном, вторичного регулирования в диапазоне 100-50-100% со скоростью до 5% от Nном.

В проекте машзала ВВЭР-ТОИ, впервые для российского блока, заложен бескрановый метод монтажа статора генератора (наиболее тяжелой части турбоустановки), который позволит также производить (в случае необходимости) замену статора генератора, в том числе и во время эксплуатации энергоблока. Это позволит сократить затраты на строительную часть машзала за счет уменьшения проектной нагрузки на строительные конструкции.

Особенностью проектирования машзала в проекте «ВВЭР-ТОИ» является работа в едином информационном пространстве по созданию модели машзала «ВВЭР-ТОИ» как на сервере ОАО «Атомэнергопроект», так и на сервере ОАО «НИАЭП». Создаваемая информационная среда обеспечивает передачу данных на всех стадиях

жизненного цикла АЭС начиная от строительства и заканчивая выводом объекта из эксплуатации.

Фактически впервые в российской практике осуществляется совместная работа организаций, представляющих разные страны (ОАО «НИАЭП», Альстом Пауэр СА и ООО «АЛЬСТОМ Атомэнергомаш» (ААЭМ), в едином информационном пространстве.

В настоящее время работа по проектированию машзала «ВВЭР-ТОИ» на стадии «проектная документация» вступает в завершающую стадию.

Характеристика «типовой» означает, что проект станет ключевым для отрасли, и после утверждения он будет применяться на новых площадках АЭС с ВВЭР-1200.

Проект «ВВЭР-ТОИ» планируется использовать при проектировании и в дальнейшем при строительстве энергоблоков Нижегородской АЭС, АЭС «Аккую» (Турция), а с некоторыми изменениями компоновочных решений, технология Arabelle будет также использоваться при проектировании Балтийской АЭС.

Разработка, расчетное и экспериментальное обоснование системы удержания расплава и охлаждения корпуса реактора для АЭС с РУ ВВЭР-600

Мохов В.А., Беркович В.Я., Быков М.А., Никитенко М.П., Пантюшин С.И., Асадский С.И., Веселов Д.О., Фризен Е.А., Мохов В.В., Безруков Ю.А., Хорев Е.В., Дамрин Е.М., Следков Р.М., Пажетнов В.В., Четвериков А.Е., Семишкин В.П., Букин Н.В., Лисенков Е.А., Ягов В.П.

ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»

Удержание расплава внутри корпуса реактора является важнейшей составляющей стратегии управления тяжелыми авариями как для эксплуатируемых, так и для вновь проектируемых реакторов с водой под давлением. За рубежом и в России была обоснована концепция внешнего охлаждения корпуса для реактора ВВЭР-440 АЭС «Ловииза» в Финляндии, для реакторов нового поколения АР-600, АР-1000 фирмы «Вестингауз» (США), APR-1400 (Корея), проекта российского реактора нового поколения ВВЭР-640. Также, принято техническое решение по организации наружного охлаждения корпуса для сохранения целостности корпуса реактора для АЭС «Пакш» в Венгрии.

Учитывая современные тенденции по реализации внутрикорпусного удержания расплава для АЭС средней мощности в проекте базового энергоблока с реакторной установкой средней мощности — ВВЭР-600 было заложено концептуальное решение, в соответствии с которым

обеспечивается удержание расплава в корпусе реактора в ходе тяжелых запроектных аварий (с плавлением топлива). Соответственно, должен быть обоснован отказ от применения внереакторного устройства локализации расплава (которое стало обязательным элементом АЭС в современных проектах ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200), позволит сократить капитальные затраты и сроки возведения энергоблока.

Предложения по удержанию расплава для АЭС с РУ ВВЭР-600 базируются на идее, что при условии наружного охлаждения нижней части корпуса реактора возможно остановить проплавление корпуса реактора и удержать расплавленные материалы активной зоны и ВКУ в его пределах.

С 2009 года ОКБ «ГИДРОПРЕСС» совместно с НИЦ «Курчатовский институт» проводит комплекс работ по разработке конструкций, технологических схем и решений, расчетному и экспериментальному обоснованию системы удержания расплава активной зоны в корпусе реактора при тяжелых запроектных авариях для РУ ВВЭР-600 и на перспективу для РУ ВВЭР большой мощности.

Расчетные оценки тепловых нагрузок на корпус реактора и теплогидравлических параметров в процессе удержания расплава активной зоны, выполненные для РУ ВВЭР-600 с использованием современных российских расчетных кодов подтвердили (с учетом ранее выполненных работ для реакторов средней мощности ВВЭР-440 и ВВЭР-640) что ни один из критериев (целостность корпуса, критический тепловой поток) удержания расплава в корпусе реактора не нарушен и имеется определенный запас при реализации удержания расплава в корпусе реактора.

Разработка математических и имитационных моделей для экспертизы проектных решений проекта «ВВЭР-ТОИ»

Айзатулин А.И., Аркадов Г.В., Валов А.Д., Жукавин А.П., Именин В.В., Крошилин А.Е., Семенов Р.А., Юганов Е.В., Якубович Т.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

Исправление ошибок проектирования, найденных на этапе пусконаладочных работ или уже на стадии эксплуатации АЭС, требует значительных временных и финансовых затрат, чем аналогичные действия выполняемые на стадии проектирования. Необходимым инструментом для экспертизы проекта является математическое и, относительно новое средство, имитационное моделирование работы и процессов энергоблока АЭС.

Сегодня, с внедрением комплексных САПРов в проектно-конструкторских организациях кардинально улучшилась ситуация в части создания и внедрения инструментов автоматизированной разработки

математической модели энергоблока, а также создания самой математической модели в «такт» разработки проекта. Улучшение вызвано результатом информатизации проектной деятельности – созданием единого информационного пространства, применением новых регламентов и стандартов, применением современных программных средств проектирования (САПР). Каждый участник проекта создает теперь свою часть проектного решения и размещает ее в едином информационном хранилище – в информационной модели, реализуя программные связи с другими объектами и частями проекта.

Новая ситуация открывает ряд принципиальных возможностей с точки зрения математического моделирования и создания математической модели энергоблока. Создать модель энергоблока можно теперь гораздо быстрее и точнее, не дожидаясь готовности проекта к реализации и используя для этого исходные данные из информационной модели, актуальность которых в модели математической поддерживается новыми автоматизированными инструментами импорта проекта.

С этой целью были разработаны специальные программные комплексы (СПИРИТ, АСПУС, адаптеры связи) – средства моделирования (в том числе для задач поддержки проектирования), которые имеют механизмы импорта данных из информационной модели энергоблока, умеют их анализировать на предмет объема их изменений и содержат механизм актуализации модели в такт выявленным изменениям данных.

Имитационное моделирование – другое направление по верификации проекта. позволяющее строить динамические 3D модели, описывающие процессы так, как они проходили бы в действительности. Такую модель можно «проиграть» во времени как для одного испытания, так и заданного их множества. Визуализация сложных процессов техобслуживания и ремонта, верификация их выполнимости и трудоемкости дает возможность снизить финансовые затраты на стадии эксплуатации. Комплексное представление информации о материальных и трудовых ресурсах облегчает последующую оптимизацию процессов эксплуатации.

Описанные технологии в настоящий момент успешно внедряются в проекте «ВВЭР-ТОИ».

Реакторы Супер-ВВЭР для эффективной работы в замкнутом топливном цикле

Семченков Ю.М., Мохов В.А., Алексеев П.Н., Никитенко М.П., Горохов В.Ф., Гришанин Е.И., Седов А.А., Силин В.А., Фонарев Б.И., Чибиняев А.В., Шаров Е.И.

НИЦ «Курчатовский институт»
ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Наиболее явными этапами развития атомной энергетики являются: этап открытого топливного цикла ядерной энергетики, переходный этап от открытого к замкнутому топливному циклу и этап замкнутого топливного цикла с реализацией расширенного воспроизводства делящихся изотопов. В ближайшие десятилетия согласно «Стратегии развития энергетики России до 2030» планируется наращивание мощностей атомной энергетики при преобладающем вводе в строй реакторов ВВЭР или их модификаций, и к 2030 году уже реально должно быть обеспечено замыкание ядерного топливного цикла. Становится актуальным формирование образа нового поколения легководных реакторов Супер-ВВЭР, приемлемых для второго и третьего этапов развития ядерной энергетики. В этой связи целесообразно рассмотреть и подготовить пути кардинального улучшения топливоиспользования с помощью реакторов легководного направления, т.е. необходимо переходить в них самих от сжигания урана-235 к потреблению урана-238 и/или тория-232 как энергоресурсов.

Одним из методов для решения поставленных задач выбран метод регулирования спектра нейтронов в активной зоне эволюционного Супер-ВВЭР в процессе его работы. Основная идея спектрального регулирования основывается на ужесточении спектра нейтронов в начале кампании реактора с целью увеличения накопления плутония и последующего смягчения спектра в активной зоне к концу кампании реактора. Способы такого регулирования рассматриваются разные: от варьирования плотности теплоносителя в процессе работы реактора, до изменения водо-уранового отношения с помощью вытеснителей.

Другое предложение связано с «двухэтажной» компоновкой активной зоны в общем прочном корпусе. Внизу размещается типичная активная зона кипящего реактора: разреженная решетка твэлов с оксидным урановым топливом невысокого обогащения (до 5%) и циркониевой оболочкой; на входе в активную зону – горячая вода под давлением; на выходе из активной зоны пароводяная смесь. Выше по течению теплоносителя размещается уплощенная активная зона быстрого реактора, охлаждаемого пароводяной смесью: тесная

решетка твэлов с оксидным уран-плутониевым топливом среднего обогащения; боковые и, возможно, торцевые экраны с оксидным обедненным урановым (ториевым) топливом и стальной оболочкой; на входе в активную зону – пароводяная смесь, поступающая из расположенного ниже кипящего реактора, на выходе – перегретый пар. В тандемный концепции такого быстро-теплового энергетического реактора (БТЭР) эффект достигается взаимным спектральным влиянием быстрого и теплового реакторов в прилегающих переходных участках активных зон. Предложенная прямоточная схема движения теплоносителя предполагает на начальном этапе внедрения двухконтурную реакторную установку.

Опираясь на опыт работы сверхкритических энергоблоков в традиционной органической энергетике, в атомной энергетике также проводятся исследования по освоению сверхкритических параметров водяного теплоносителя. Поставлена задача создания четвертого поколения реакторов ВВЭР с закритическим параметрами теплоносителя для работы в замкнутом топливном цикле с самообеспечением топливом. Это направление реактора с кардинально улучшенным использованием топлива получило название инновационный Супер-ВВЭР.

Самозащищённый быстрый реактор с пассивной безопасностью для будущей ядерной энергетики

Тошинский Г.И., Комлев О.Г., Тормышев И.В.
ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»
Петроченко В.В.
ОАО «АКМЭ-Инжиниринг»

На протяжении короткого в историческом масштабе периода освоения атомной энергии произошёл ряд аварий различной степени тяжести, сопровождавшихся значительными выбросами радиоактивности в окружающую среду и/или большим экономическим ущербом. Тяжёлые последствия всех рассмотренных аварий являются результатом высвобождения разных видов потенциальной энергии, сосредоточенной в различных материалах, прежде всего, в водном теплоносителе.

Запасённая в теплоносителе реакторной установки (РУ) потенциальная (неядерная) энергия является важнейшим фактором, определяющим характеристики безопасности АЭС, поскольку она является внутренне присущим свойством материала и не может быть изменена. Повышение безопасности АЭС с РУ традиционных типов с большим запасом потенциальной энергии требует наращивания количества систем безопасности и барьеров глубоко эшелонированной защиты,

которые уменьшают вероятность тяжёлых аварий (но не исключают возможности их реализации при большом запасе потенциальной энергии) и тяжесть их последствий. При сохранении риска выхода радиоактивности для РУ разных типов на одинаковом социально приемлемом уровне количество систем безопасности и барьеров глубоко эшелонированной защиты, в значительной степени определяющее экономические показатели АЭС, может быть снижено при уменьшении потенциальной энергии, сосредоточенной в РУ.

После тяжёлых аварий на АЭС Три-Майл-Айленд и в Чернобыле требования к безопасности резко возросли. После аварии на АЭС Фукусима-1 они станут еще более жесткими. Для удовлетворения этих требований АЭС стали оснащаться большим количеством систем безопасности. В результате этого значительно возросли капитальные затраты на строительство АЭС и расходы на их эксплуатацию, что снизило конкурентоспособность ядерной энергетики. Этот конфликт между требованиями экономики и требованиями безопасности характерен для всех традиционных ядерных энергетических технологий (ЯЭТ).

Решение отмеченных выше проблем может быть найдено на пути использования инновационной ЯЭТ, в которой отсутствует внутренний конфликт между требованиями экономики и безопасности. Наиболее подготовленной к практическому внедрению является технология, основанная на применении модульных многоцелевых быстрых реакторов малой мощности (100 МВт-э) со свинцово-висмутовым теплоносителем (СВТ), обладающих развитыми свойствами внутренней самозащищённости и пассивной безопасности – СВБР-100.

Природные свойства СВТ позволяют значительно упростить и удешевить реакторную установку. В докладе представлены основные концептуальные положения инновационной ЯЭТ на базе модульных быстрых реакторов СВБР-100, даны обоснования высокого уровня безопасности, проанализированы возможности многоцелевого применения таких РУ, включая экспортные возможности с учётом требований нераспространения. В основу технологии положен уникальный российский опыт применения СВТ в реакторах атомных подводных лодок.

Проект осуществляется ОАО «АКМЭ-Инжиниринг» – государственно-частным предприятием, образованным Госкорпорацией «Росатом» и ОАО «ЕвроСибЭнерго». Опытно-промышленный энергоблок с РУ СВБР-100 будет сооружен в 2017–2018 гг. на площадке ГНЦ НИИАР в г. Димитровград Ульяновской области.

Основные проектные и схемно-компоновочные решения для энергоблока с быстрым коммерческим реактором большой мощности

Аширметов М.Р., Ершов Г.А.
ОАО «СПбАЭП»
Васильев Б.А.
ОАО «ОКБМ «Африкантов»
Ошканов Н.Н.
Проектный офис БН-К

Успешный опыт эксплуатации энергоблока с РУ БН-600 создал хорошие предпосылки для дальнейшего развития быстрых натриевых реакторов в России. В настоящее время ведется сооружение четвертого энергоблока с реактором БН-800 на площадке третьей очереди Белоярской АЭС. В соответствии с ФЦП «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010—2015 годов и на перспективу до 2020 года» предусматривается дальнейшее развитие БН-реакторов в России в рамках разработки и создания новой технологической платформы ядерной энергетики, базирующейся на переходе к ЗЯТЦ с быстрыми реакторами четвертого поколения. В качестве быстрого реактора четвертого поколения с натриевым теплоносителем планируется разработка проекта перспективного коммерческого реактора БН-К с установленной электрической мощностью 1200 МВт (БН-1200).

В докладе приводятся общая характеристика, основные параметры и принципиальная схема энергоблока, описываются его особенности.

Показано, что основное внимание при разработке проекта РУ БН-1200 в части, касающейся безопасности, направлено на усиление свойств самозащищенности установки. Для этого принят ряд следующих мер:

- исключены внешние натриевые трубопроводы первого контура, что полностью исключает наиболее опасный класс проектных аварий с течами радиоактивного натрия;
- аварийный отвод тепла от реактора осуществляется системой, подключённой непосредственно к первому контуру через автономные теплообменники, встроенные в бак реактора, включающейся и работающей на основе пассивности и естественной циркуляции теплоотводящих сред по всем контурам;
- предусматривается пассивная аварийная защита (ПАЗ-Т), срабатывающая при повышении температуры на выходе из активной зоны, дополнительная по отношению к пассивной системе АЗ на гидравлически взвешенных стержнях, опускающихся в активную зону при останове ГЦН-1;

- установка оснащена средствами локализации аварийных выбросов из корпуса реактора при запроектных авариях.

Приводится перечень материалов по БН-К, разработанных к настоящему времени, описываются основные этапы разработки проекта АЭС с реактором БН-К, основные компоновочные решения генерального плана, основные компоновочные решения главного корпуса.

Излагаются основные результаты выполнения ОБИН и ООБ энергоблока, планируемого к размещению на площадке Белоярской АЭС, а также описываются основные преимущества энергоблоков данного типа в плане замыкания топливного цикла и обращения с РАО.

Основные концептуальные требования к ядерным плавучим энергоблокам

Макаров В.И., Пологих Б.Г., Хлопкин Н.С.
НИЦ «Курчатовский институт»

Плавучие энергоблоки (ПЭБ) являются наиболее реализуемыми транспортабельными ядерными источниками энергии. При этом, как показали проработки, они могут обеспечивать достаточно широкий диапазон мощностей. В ближайшие годы будет введена в эксплуатацию атомная станция малой мощности (АС ММ) на основе ПЭБ «Академик Ломоносов». Эксплуатация этой станции должна продемонстрировать потенциальные возможности подобных источников энергии.

Концепция ПЭБ «Академик Ломоносов» изначально была построена на использовании проверенных длительной эксплуатацией судовых реакторных установок. Это в большой степени определило параметры и конструкцию энергоблока. В частности, наличие на борту ПЭБ хранилища облученного ядерного топлива – прямое следствие недостаточного для ПЭБ энергоресурса активных зон реакторов.

Работа над созданием первого плавучего энергоблока, длящаяся уже в течение полутора десятков лет позволила выработать некоторые концептуальные требования к перспективным сооружениям подобного типа. Этому во многом способствовало также появление новых проектов судовых реакторов с длительной кампанией.

При определении требований к перспективным ПЭБ следует, по-видимому, исходить из цели создания в конечном итоге на их основе системы АС ММ. Не последнюю роль здесь может играть учет существенно отличающихся в разных географических пунктах требуемых уровней мощности. Как следствие, может возникнуть вопрос о максимальной унификации оборудования различных ПЭБ в пределах некоторого мощностного ряда.

В изолированных энергоузлах, где ПЭБ оказывается доминирующим источником энергии, станция должна работать в режиме следо-

вания за нагрузкой. Обеспечение такой возможности должно быть принято в качестве одного из требований к энергоблоку.

Одним из наиболее важных требований к перспективным ПЭБ является отсутствие каких-либо работ с ядерным топливом в месте их эксплуатации. Перезарядка реакторов должна производиться только на специализированном предприятии в период ремонта энергоблока. Связанное с этим существенное увеличение длительности кампании реакторов потребует выполнения ряда НИОКР по повышению работоспособности твэлов. Ожидаемый выигрыш, несомненно, перекроет расходы на эти работы. Кроме того, уместной может оказаться постановка вопроса о снятии для таких объектов ограничения по обогащению топлива.

Немаловажным с точки зрения экономики является вопрос размещения персонала. Наличие или отсутствие жилых помещений на борту может составлять содержание одного из требований к ПЭБ.

Что касается обеспечения безопасности ПЭБ, то стресс-тест, выполненный для ПЭБ «Академик Ломоносов», показал достаточную устойчивость энергоблока к внешним воздействиям. Тем не менее, представляется целесообразным сформулировать ряд дополнительных требований по безопасности ПЭБ. Среди них должно быть повышение самозащищенности реакторных установок. Например, границы «ядерного острова» должны быть ограничены защитной оболочкой, в пределах которой реакторная установка, без вмешательства других систем, в случае необходимости, останавливается и продолжительное время расхолаживается при полном обесточивании ПЭБ и потере забортной воды в качестве конечного поглотителя тепла.

Секция 4

МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС

Эффективное международное сотрудничество — важный фактор обеспечения безопасности АЭС и развития атомной энергетики

Кириченко А.М.
ОАО «Концерн Росэнергоатом»

Международное сотрудничество ОАО «Концерн Росэнергоатом» в настоящее время

Обсуждаются внешние и внутренние факторы, влияющие на формат, объем и содержание международного сотрудничества крупной ядерной энергокомпании ОАО «Концерн Росэнергоатом». К ним относятся необходимость выполнения, в своей части, обязательств государства в связи с обеспечением глобального режима ядерной безопасности, реагирование на ситуацию на международном рынке, выполнение национальных целей и задач эффективного позиционирования, реализация стратегических инициатив (Стратегия-2030) Госкорпорации «Росатом» в части, касающейся ядерной эксплуатирующей организации. В соответствии с этим, среди 10 приоритетных задач ОАО «Концерн Росэнергоатом» две (Развитие бизнеса на внешних рынках и Превращение в глобальную энергетическую компанию) имеют непосредственное отношение к международной деятельности. В презентации далее рассматриваются отдельные направления международного и внешнеэкономического сотрудничества ОАО «Концерн Росэнергоатом», обеспечивающие достижение вышеназванных целей.

События, которые меняют мир

Такие события, как авария на АЭС «Фукусима» в Японии, меняют ситуацию в мире, и сообразно этому меняется и международное сотрудничество. Безопасность – понятие международное, имеющее элементы коллективной ответственности – продолжает оставаться главной темой международного сотрудничества. Базовые подходы после «Фукусимы» не меняются, то же относится и к приоритетам и основам международного сотрудничества. Но меняется отношение к вопросам безопасности основных участников международного сотрудничества, что находит отражение в изменениях, происходящих международного сотрудничества.

Эффективное использование международного сотрудничества представляет собой важный фактор обеспечения безопасности АЭС и развития атомной энергетики

Реформирование ВАО АЭС, обращение этой организацией бо́льшего внимания на вопросы проекта, противоаварийного реагирования, усиления системы партнерских проверок и обмена опытом – все это выводит на передний план международного сотрудничества крупные

эксплуатирующие организации, участвующие в формировании политики этой организации операторов и выдвигающие крупные инициативы (Региональный кризисный центр ВАО АЭС-МЦ). Концерн также вовлечен в реализацию Плана действий МАГАТЭ по ядерной безопасности, в рамках которого, в частности, успешно реализуется программа миссий ОСАРТ в РФ. Для решения задач, представляющих взаимный интерес, уже более десятилетия ведется сотрудничество со стратегическими партнерами, такими как ядерные эксплуатирующие организации ЭдФ (№1 в мире), НАЭК «Энергоатом» (№5) и Ибердрола, организованное в стандартном формате координационных комитетов с участием первых лиц и рабочих групп по направлениям деятельности, совместно решающим важные для обеих компаний задачи. Успешно развивается также сотрудничество с энергокомпанией №4 (Экселон). Примером эффективного использования двустороннего сотрудничества в последнее время является обмен мнениями по методологии и результатам «стресс-тестов», проведенных в 2011 г. в России, Франции и Украине. Проведенная в Концерне в 2011 г. корпоративная партнерская проверка ВАО АЭС «свежим взглядом» высветила определенные области для улучшения на корпоративном уровне, так что реализация соответствующих намеченных мер, благодаря данному международному рассмотрению, повысит общую организационную эффективность компании.

Реформирование деятельности ВАО АЭС МЦ, направленное на поддержку инициатив членов ВАО АЭС МЦ в повышении безопасности после событий на АЭС «Фукусима»

Чудаков М.В.
ВАО АЭС МЦ

Краткий обзор аварии на АЭС «Фукусима» и ее последствия, которые отразились на развитии атомной индустрии в мире и Московском Центре ВАО АЭС.

Организация информационной поддержки в обеспечении достоверной и актуальной информацией о развитии ситуации на АЭС «Фукусима».

Информирование членов ВАО АЭС МЦ об инициативах Европейского Парламента по проведению стресс-тестов на АЭС Европейского Союза.

Реализация решений комиссии Митчелла в Московском региональном центре ВАО АЭС.

Организация семинаров, направленных на обмен информацией и выработку общей стратегии в предоставлении информации по результатам проведенных стресс-тестов на атомных станциях ВАО АЭС МЦ.

Организация экспертной группы в рамках Московского центра ВАО АЭС для сравнения и анализа докладов ЭО по проведению стресс-тестов.

Поддержка инициативы ОАО «Концерна Росэнергоатом» в организации рабочей группы по созданию Регионального кризисного центра для оказания поддержки АЭС с реакторами ВВЭР при аварийных ситуациях.

Подготовка и распространение сводного отчета по результатам проведенных стресс-тестов на АЭС с реакторами ВВЭР.

Реформирование деятельности ВАО АЭС МЦ в свете новых задач и проблем, связанных с обеспечением безопасной эксплуатации.

Integrated Nuclear Infrastructure Review Mission after Fukushima

Troschenko Yu.
IAEA

In recent years the IAEA has provided assistance to countries introducing nuclear power. Although the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant Accident altered the outlook for nuclear power in some countries, others intend to continue with their plans to start a nuclear power programme.

The Agency intends to play its part in restoring confidence in the safety of nuclear power by helping to ensure that nuclear safety is more robust after Fukushima than before. As IAEA General Director Mr Yukiya Amano stated in January 2012: «Assistance to newcomers, especially those which are most advanced on the road to having operational reactors, will remain a high-priority issue.»

An Action Plan on Nuclear Safety, was approved by the 55th IAEA General Conference, which specifies actions aimed at strengthening nuclear safety in light of the Fukushima accident, including for IAEA Member States (MS) planning to embark on a nuclear power programme:

- Member States to create an appropriate nuclear infrastructure based on IAEA Safety Standards and other relevant guidance, and the IAEA Secretariat to provide assistance as may be requested.
- Member States to voluntarily host Integrated Nuclear Infrastructure Reviews (INIR) and relevant peer review missions, including site and design safety reviews, prior to commissioning the first nuclear power plant.

An Integrated Nuclear Infrastructure Review (INIR) mission is an integral part of the IAEA's Milestones approach to developing the necessary infrastructure for introduction of nuclear power in the country. INIR missions are external evaluations of a member State's infrastructure preparedness. INIR reviews the overall status of development of the nuclear power infrastructure

supporting implementation of the national nuclear programme and identifies areas where further work is needed to reach the Milestone.

The INIR mission is composed of Agency staff and external experts, and led by a senior Agency staff member. The outcome of INIR missions are useful in helping a country develop its own action plan, as well as prioritising international assistance, including from the IAEA's Technical Cooperation program.

An INIR mission can be requested when a country is making a decision to move forward with nuclear power (Milestone One), as a follow-up to review progress, and before initiating the bidding process (Milestone Two).

Since 2009, when INIR service was introduced, six INIR missions have been conducted, - in Indonesia, Jordan, Vietnam, UAE, Thailand and Bangladesh. The key issues identified in some of the missions conducted to date include the need for International legal Instruments and National Legislation, government level policies/decisions, coordination among key national stakeholders, effective independence of a regulatory body, financing and human resource development.

The INIR Mission is a relatively new service, but well received by MSs, which found that self-evaluation process and mission recommendations increased their confidence and helped them to move forward to their goals.

Миссии по комплексному рассмотрению ядерной инфраструктуры (INIR) после «Фукусимы»

Трощенко Ю.
МАГАТЭ

В последние годы МАГАТЭ оказывает помощь странам, вступающим на путь развития ядерной энергетики. Несмотря на то, что авария на атомной электростанции «Фукусима-Дайичи» изменила облик ядерной энергетики в некоторых странах, другие намерены продолжить реализацию своих планов по введению ядерной программы

Агентство стремится к тому, чтобы играть свою роль в восстановлении уверенности в безопасности ядерной энергии, за счет содействия в обеспечении того, чтобы ядерная безопасность после «Фукусимы» стала более прочной, чем до неё. Как заявил Генеральный Директор МАГАТЭ г-н Юкия Амано в январе 2012 г.: «Помощь новым странам, особенно тем, которые дальше всех продвинулись по пути, ведущему к эксплуатации реакторов, будет оставаться высокоприоритетным вопросом».

На 55-й Генеральной конференции МАГАТЭ был принят План действий МАГАТЭ по ядерной безопасности, который определяет конкретные действия, нацеленные на укрепление ядерной безопасности

в свете Фукусимской аварии, в том числе – в отношении государств-членов МАГАТЭ, планирующих введение ядерно-энергетических программ:

- Государствам-членам – создать соответствующую ядерную инфраструктуру, основанную на стандартах безопасности МАГАТЭ и других уместных руководящих документах; Секретариату МАГАТЭ – оказывать помощь по запросу.
- Государствам-членам – на добровольной основе принимать у себя миссии по Комплексному рассмотрению ядерной инфраструктуры (INIR) и соответствующие миссии партнерского рассмотрения, включая рассмотрения безопасности площадки и проекта, до ввода в эксплуатацию первой атомной электростанции.

Миссия по Комплексному рассмотрению ядерной инфраструктуры (INIR) является неотъемлемой частью Этапного подхода МАГАТЭ к развитию инфраструктуры, необходимой для введения ядерной энергетики в стране. Миссии INIR представляют собой внешнюю оценку готовности инфраструктуры государства-члена. Миссии INIR рассматривают всеобщее состояние развития инфраструктуры ядерной энергетики, поддерживающей реализацию национальной ядерной программы, и выявляют области, в которых для достижения конкретного Этапа требуется дальнейшая работа.

Группа, выполняющая миссию INIR, состоит из штатных сотрудников Агентства и внешних экспертов и возглавляется старшим штатным сотрудником Агентства. Результаты миссий INIR помогают стране разработать собственный план действий, равно как и расставить приоритеты международной помощи, включая получаемую по программе Технического сотрудничества МАГАТЭ.

Миссия INIR может быть запрошена, когда страна принимает решение о движении в направлении введения ядерной энергетики (Этап 1), как средство контроля и оценки прогресса, и до начала конкурсного процесса (Этап 2).

С 2009 г., когда была введена услуга INIR, проведены шесть миссий INIR – в Индонезии, Иордании, Вьетнаме, ОАЭ, Таиланде и Бангладеш. Основные вопросы, выявленные в результате проведенных к настоящему моменту миссий, это потребность в международно-правовых инструментах и национальном законодательстве, политика/решения на уровне правительства, координация деятельности ключевых национальных участников, эффективная независимость регулирующего органа, финансирование и развитие кадровых ресурсов.

Несмотря на то, что миссии INIR представляют собой относительно новую услугу, они хорошо восприняты государствами-членами, которые обнаружили, что процесс самооценки и рекомендации миссии повышают их уверенность и помогают им двигаться вперед к своим целям.

Lessons Learned from CEZ/NRI EPRI Membership

Zdarek J., Stratil V.
Nuclear Research Institute Rez, Czech Republic

The Czech Utility CEZ and Nuclear Research Institute are members of the Electric Power Research Institute for two years. First experience with partial NRI EPRI membership is dated for more than ten years ago, within the research group at EPRI targeted on Flow Accelerated Corrosion. At that time developed computer programme Checkworks was fully adopted for the VVER conditions and fully applied. As a result, no FAC piping failure occured and verified prediction for any potential replacement for piping component is prepared well in advance for both types of the VVER units.

This positive experience and knowledge of other EPRI activities and research programmes led the CEZ to the decession to be full member of EPRI in the base programme and in several programmes also as supplemental member.

In our presentation we would like to share our experience with EPRI membership in several research areas with main target, how to learn and apply most effectively the research results to encrease safety and efectivness all of our VVER units.

Уроки, извлеченные из членства ЧЭЗ/ИЯИ в EPRI

Ждярек Й., Стратил В.
Институт ядерных исследований, г. Ржеж, Чехия

Чешская энергокомпания, ЧЭЗ и Институт ядерных исследований в течение двух лет являются членами Научно-исследовательского электроэнергетического института EPRI. Первый опыт частичного членства ИЯИ в EPRI датируется временем более десятилетия тому назад – в рамках исследовательской группы в EPRI, задачей которой было исследование коррозии при содействии потока (КСП). Разработанная на тот момент времени компьютерная программа Checkworks была полностью адаптирована к условиям ВВЭР и применялась в полном объеме. Как результат этого, отказов трубопроводов по причине КСП не было, и подтвержденные предсказания любых потенциальных замен компонентов трубопроводов выдавались заблаговременно для энергоблоков ВВЭР обоих типов.

Данный положительный опыт и осведомленность о других видах деятельности и исследовательских программах EPRI привели ЧЭЗ к решению о вступлении в EPRI в качестве полного члена базовой программы и в качестве дополнительного члена – в несколько других программ.

В нашей презентации мы хотели бы поделиться своим опытом членства в EPRI в нескольких исследовательских областях с главной целью – изучить и наиболее эффективно применять результаты исследований в целях повышения безопасности и эффективности всех наших блоков ВВЭР.

Роль международных организаций по стандартизации для безопасности АЭС

Добрянский С.В.
ФГУП ВО «Безопасность», Россия

1. Структура международных организаций по стандартизации (ИСО и МЭК).

2. Роль стандартизации для безопасности:

– общие положения;

– учет дальнейшей ориентации на международные нормы и требования ВТО;

– тематика стандартов, находящихся в разработке ИСО и МЭК.

3. Порядок взаимодействия РФ с международными организациями по стандартизации (через ТК322 «Атомная техника»).

Lessons learned from OSART mission in Russian Federation

Lipar M.
IAEA

The IAEA performed recently three OSART mission in Rosenergoatom Nuclear Power Plants:

- Volgodonsk in October 2005, Follow-up mission in April 2007
- Balakovo in May-June 2008, Follow-up mission in January 2010
- Smolensk in September 2011, Follow-up mission planned in 2013

All three plants made comprehensive preparation for the OSART missions and achieved very good results. The results demonstrated very strong commitment of Rosenergoatom and plants managements to continuously improve operational safety and reliability of their plants. The presentation will discuss main achievements including recommendations, suggestions and good practices.

Volgodonsk and Balakovo NPPs plants achieved very good results during the follow-up mission. There is clear evidence that Rosenergoatom and NPPs managements have gained significant benefit from the OSART process. Results of Follow-up missions are summarized in the presentation.

Уроки, извлеченные из миссий ОСАРТ в Российской Федерации

Липар М.
МАГАТЭ

В последнее время МАГАТЭ провело три миссии ОСАРТ на атомных электростанциях ОАО «Концерн Росэнергоатом»:

- Волгодонская АЭС – в октябре 2005 г., контрольный визит – в апреле 2007 г.
- Балаковская АЭС – в мае-июне 2008 г., контрольный визит – в январе 2010 г.
- Смоленская АЭС – в сентябре 2011 г., контрольный визит планируется на 2013 г.

Все три станции провели всестороннюю подготовку к миссиям ОСАРТ и достигли весьма хороших результатов. Эти результаты указывают на весьма значительную приверженность руководства ОАО «Концерн Росэнергоатом» и станций непрерывному улучшению эксплуатационной безопасности и надежности своих станций. В данной презентации обсуждаются основные достижения, в том числе рекомендации, предложения и примеры положительной практики.

Волгодонская и Балаковская АЭС показали очень хорошие результаты при проведении контрольного визита. Это четко свидетельствует в пользу того, что руководство ОАО «Концерн Росэнергоатом» и АЭС извлекли значительные выгоды из процесса ОСАРТ. В данной презентации дана сводка результатов упомянутых контрольных посещений.

International cooperation focused on ensuring NPPs safety: An example of international cooperation The WANO Corporate Peer Review of Rosenergoatom, April 2011

Combemorel Jean-Paul, EDF Nuclear Safety General Inspectorate, Senior Advisor

The WANO's mission

The missions of WANO consist of maximize the safety and reliability of the operation of NPP, by exchanging information and encouraging communication, and by comparison and emulation amongst its members.

The REA WANO Corporate Peer Review, April 2011.

This Peer Review was requested by the REA Director General, and consisted of an international team of 8 senior advisors.

This Peer Review was conducted over two weeks observations and meetings :

- In all REA Nuclear Power Plants
- On corporate level, in Moscow

The context was very busy with the recent Fukushima-Daiichi accident, and all the actions engaged after it on REA NPP (according to WANO Fukushima SOER).

The WANO approach.

The WANO team had to identifie strengths and areas for improvement.

Strengths :

- Reflect things done particularly well by the company
- Could be of benefit to other utilities who may wish to emulate these practices

Areas for improvement :

- Reflect areas where, in the team'opinion, further attention by the company is needed to provide the highest standards of corporate support to the nuclear stations

Four main areas were focused :

- Corporate Leadership and Management
- Corporate Monitoring and Oversight
- Corporate Support
- Human Resources and Communication

with strengths and AFI's which are considered the most important for REA to address in their efforts to achieve excellence.

An example of positive follow up initiative.

One of the AFI (areas for improvement) identified by WANO was on strengthening of the independant nuclear safety oversight function .

REA decided to improve it, especially by cooperation with EDF Group.

Several meetings between the REA and EDF nuclear inspectorate teams were held since 2011, successfully and with concrete and pragmatic actions undertaken .

Пример международного сотрудничества: корпоративная партнерская проверка ВАО АЭС эксплуатирующей организации ОАО «Концерн Росэнергоатом» в апреле 2011 г.

Жан-Поль Комбеморель, *Старший советник, Генеральный инспекторат по ядерной безопасности ЭдФ, Франция*

Миссия ВАО АЭС

Миссия ВАО АЭС состоит в выведении эксплуатации АЭС на максимально высокий уровень безопасности и надежности за счет обмена информацией и поощрения коммуникации, а также путем сравнения состояния дел у своих членов и предложения им лучших примеров.

Корпоративная партнерская проверка ВАО АЭС концерна РЭА, апрель 2011 г.

Данная Партнерская проверка была запрошена Генеральным директором РЭА. Её проводила международная группа, состоявшая из 8 консультантов старшего уровня.

Партнерская проверка проводилась в течение двух недель и включала в себя наблюдения и встречи:

- На всех атомных электростанциях РЭА
- На корпоративном уровне в Москве

Проверка проходила в обстановке большой загруженности, вызванной произошедшей незадолго перед этим Фукусимской аварией и деятельностью, в которую оказались вовлечены АЭС РЭА после неё (согласно фукусимскому Отчету о значительном эксплуатационном событии (SOER) ВАО АЭС).

Подход ВАО АЭС

Группа ВАО АЭС должна была выявить сильные стороны и области для улучшения.

Сильные стороны:

- Отражают всё то, что компания делает достаточно хорошо.
- Могли бы оказаться полезными для других энергокомпаний, которые, возможно, пожелают перенять такую практику.

Области для улучшения.

- Отражают участки, к которым, по мнению группы, необходимо более пристальное внимание компании, чтобы обеспечивались самые высокие стандарты корпоративной поддержки, оказываемой атомным станциям

Основное внимание было обращено на четыре области:

- Корпоративное лидерство и управление
- Корпоративный мониторинг и надзор
- Корпоративная поддержка
- Кадровые ресурсы и коммуникация

где были выявлены сильные стороны и области для улучшения (ОДУ), которые сочтены наиболее важными для того, чтобы концерн РЭА в своем стремлении к совершенству обратил на них внимание.

Пример позитивной инициативы, выдвинутой в порядке реагирования

Одной из ОДУ (областей для улучшения), выявленных ВАО АЭС, было укрепление функции независимого надзора за ядерной безопасностью.

Росэнергоатом решил улучшить её, в первую очередь за счет сотрудничества с ЭдФ Груп.

Начиная с 2011 г., группы из ядерных инспекторатов РЭА и ЭдФ провели несколько успешных встреч с конкретными и прагматическими действиями по итогам.

Fukushima Daiichi Accident Impact in Respect of Nuclear Insurance

Kettle Bruce

The accident at Fukushima Daiichi on 11th March 2011 has had a wide ranging impact upon the nuclear power industry. This paper describes some of the financial consequences, both in Japan and world-wide, and their impact upon risk transfer arrangements between plant operators and insurers.

Local impact:

Financial consequences for operator, local population, Japanese Nation

International impact:

Financial consequences for other nuclear plant operators, new build programmes, plant life extension plans

Response to accident:

- Regulators
- Operators
- Insurers

Impact on nuclear insurance programmes:

- Understanding of natural perils risks
- Probable maximum loss estimates
- Limits of cover
- Aggregation issues
- NTPL coverage
- Policy exclusions and sub-limits

Авария на «Фукусима-Дайичи» — воздействие на ядерное страхование

Кеттл Брюс

Международный ядерный страховой пул, Великобритания

Авария на АЭС «Фукусима-Дайичи» 11 марта 2011 г. оказала воздействие на ядерную энергетику в широком спектре. В настоящем докладе описаны некоторые из её финансовых последствий, как в Японии, так и во всём мире, и воздействие их на соглашения между операторами и страховщиками о переносе (страховании) рисков.

Местное воздействие:

Финансовые последствия для оператора, местного населения и японской нации.

Международное воздействие:

Финансовые последствия для других операторов АЭС, программ нового строительства, планов продления срока службы станций.

Реагирование на аварию:

- регуляторов
- операторов

- страховщиков

Воздействие на программы ядерного страхования:

- Понимание рисков, связанных с природными опасностями
- Оценки вероятных максимальных потерь
- Ограничения покрытия
- Вопросы соединения
- Покрытие NTPL
- Исключения и сублимиты полиса

International Pooling System and Russian NPP Inspections

Rudensky P.
Russian Association of Nuclear Insurers / RNIP, Russia

1. International pooling system: principals of operations, organizational structure, members, insurance programs

2. Objectives of the international insurance inspections

- Aim to benchmark nuclear liability and material damage risks relative to other Nuclear Power Plants for underwriting purposes.
- Offer recommendations for improving the insurance risk based on the Nuclear Insurance Pools technical guidelines

3. Conclusions from the Inspection Teams

- The risks can be insured
- VVER-440 (Kola): Insurance risk comparable with first generation Western PWR Plants
- VVER-1000 (Balakovo): Insurance risk comparable with modern Western PWR Plants
- RBMK Leningrad & Kursk: Insurance risk comparable with older CANDU and Gas Cooled Reactors, etc.

4. Financial aspects of insurance inspections: new insurance coverage, limits and rates

5. 2012 NPP Inspection Plans and Training of Russian inspectors

Международная пулинговая система и инспекции российских АЭС

Руденский П.О.
НАСАО/РЯСП, Россия

1. Международная пулинговая система: принципы работы, организационная структура, члены, программы страхования

2. Задачи международных страховых инспекций

- Цель – сравнение (бенчмаркинг) ядерной ответственности и рисков материального ущерба с другими атомными электростанциями для целей принятия обязательств по страхованию.

- Предложение рекомендаций по улучшению ситуации со страховыми рисками на основе технических руководств Ядерных страховых пулов

3. Выводы инспекционных групп

- Риски могут быть застрахованы
- ВВЭР-440 (Кольская АЭС): Страховые риски сопоставимы с соответствующими рисками для западных станций с реакторами PWR первого поколения
- ВВЭР-1000 (Балаковская АЭС): Страховые риски сопоставимы с соответствующими рисками для западных станций с современными реакторами PWR
- РБМК (Ленинградская и Курская АЭС): Страховые риски сопоставимы с соответствующими рисками для старых CANDU и газоохлаждаемых реакторов и пр.

4. Финансовые аспекты страховых инспекций: новое страховое покрытие, пределы и ставки

5. Планы инспекций АЭС и обучения российских инспекторов на 2012 г.

Возмещение трансграничного ядерного ущерба российскими операторами ядерных установок

Амелина М.Е., Арсентьев С.В., Молчанов А.С.
ОАО «Атомный страховой брокер»

Строительство и последующая эксплуатация ядерных установок (например, АЭС) вблизи границы с другими государствами поднимает вопрос о возмещении ядерного ущерба на территории другого государства в случае возможной аварии на такой установке.

Вопросы ответственности оператора ядерной установки за ядерный ущерб и возмещение такого ущерба (в том числе трансграничного) регулируются международными конвенциями в области гражданской ответственности за ядерный ущерб. В настоящее время международный режим гражданской ответственности за ядерный ущерб формируется Конвенцией об ответственности перед третьей стороной в области ядерной энергии (Парижская конвенция 1960 г.) – 16 стран, Венской конвенцией о гражданской ответственности за ядерный ущерб 1963 года (Венская конвенция) – 39 стран и Совместным Протоколом по применению Венской конвенции и Парижской конвенции – 26 стран. Российская Федерация является участником Венской конвенции с 2005 года.

Ратифицировав Венскую конвенцию, Российская Федерация приняла обязательства:

1) привести свое внутреннее законодательство в области возмещения ядерного ущерба оператором ядерной установки в соответствие с положениями Венской конвенции;

2) возмещать ядерный ущерб не только на территории своей страны, но и на территории стран, входящих в Венскую конвенцию.

Специального закона об ответственности за ядерный ущерб в Российской Федерации не принято, поэтому оператор ядерной установки будет возмещать ядерный ущерб на основе своего внутреннего законодательства (которое не противоречит положениям Венской конвенции). Положения российского законодательства с учетом Венской конвенции в области возмещения ядерного ущерба в настоящее время сводятся к следующему:

1) оператор ядерной установки несет абсолютную и исключительную ответственность за ядерный ущерб и обязан возместить причиненный ущерб полностью (неограниченная по суммам возмещения ответственность оператора);

2) иски к оператору ядерной установки о возмещении ядерного ущерба могут быть предъявлены в течение 10 лет с момента ядерного инцидента;

3) в случае ядерного инцидента возмещению подлежит:

- непосредственный вред (ущерб) жизни, здоровью, имуществу физических лиц, имуществу юридических лиц;
- ущерб окружающей среде;
- упущенная выгода, связанная с причинением ущерба жизни, здоровью, имуществу, окружающей среде.

Таким образом, в настоящее время российский оператор ядерной установки в случае причинения трансграничного ядерного ущерба обязан возместить полностью весь вышеперечисленный ущерб не только на своей территории, но и на территории стран – участников Венской конвенции. На территории стран – участников Парижской конвенции российский оператор ядерной установки будет возмещать ядерный ущерб только в том случае, если Российская Федерация присоединится к Совместному протоколу по применению Венской и Парижской конвенций.

Неограниченная ответственность российского оператора за ядерный ущерб несет высокий риск банкротства оператора в случае ядерного инцидента.

Safety cooperation between Finland and neighbouring NPPS in Russia

Reponen H., Olkonen I.
Radiation and Nuclear Safety Authority - STUK, Helsinki Finland

Any major nuclear accident has triggered an impulse for increasing cooperation and transparency in nuclear safety. At present, after Fukushima accident all the world utilities and regulators are conducting stress tests to study the ability of the installations to stand extreme loadings and then join to compare the results and proposed countermeasures.

Already after the TMI accident in 1979 similar steps were taken, even if in a more regional manner. In US, INPO was founded for information exchange between US operators and in Soviet Union VNIIAES was founded for similar purposes. NEA/IAEA launched the Incident Reporting System and IAEA started the OSART inspections.

The Chernobyl accident in 1986 made an even more extensive impact. WANO was founded to exchange information between all the world nuclear operators. IAEA adopted the INES scale for illustration the seriousness of the event. In Soviet Union IBRAE was founded. A large effort was the upgrading of all the Soviet designed reactors. The political changes that within few years took place made it possible to start close cooperation with this aim. The effort attracted quite a number of countries in to bilateral action and also many multilateral instruments were launched. Finland started the bilateral cooperation with the neighbouring NPPs in Russia in 1992 in parallel with the other countries. Along the way most of the countries have concluded the cooperation but Finland, Sweden and Norway still continue.

In Finland two Soviet designed reactors (VVER-440/213) are operated at Loviisa NPP thus providing direct knowledge in this technology. After commissioning the Loviisa units in 1977 and 1981, substantial upgrading of the safety has been introduced based on initiatives from more thorough studies, operation experience and lessons from other plants and industry branches. This experience has been utilised in the bilateral cooperation programme with the neighbouring NPPs in Russia. The Kola NPP units are VVER-440s, but also the RBMK-1000 units at Leningrad NPP turned out to contain similar safety enhancement needs.

A large amount of the cooperation efforts at Kola have been directed to ensure the safety in fire related hazards. Along the years, all the NPP safety functions have been reconsidered taking into account the risk of a fire. This has led to changes in fire detection, fire extinguishing, fire insulation, fire ventilation etc. As a major improvement, the fully independent additional feed water system was completed at Kola NPP in 2001, similar as implemented at Loviisa NPP a decade earlier.

Regarding the non-destructive inspection of pressurised components, rapid development has taken place since construction these plants in 1970's. The information and experience have been shared to increase the depth, scope and reliability of the inspections.

The Safety Parameter Display System SPDS in use at Kola NPP is developed in cooperation with Finnish experts based on the system first installed at Loviisa NPP.

In 2010 STUK completed a compendium on all the safety improvements implemented at Loviisa NPP since commissioning. In a dedicated meeting, these measures were studied together with the Kola NPP management representatives. The changes and status of each safety function was touched upon and compared with the corresponding situation at the Kola NPP. By now, the shortcomings in the original design have more or less been eliminated at both plants. Instead, influence of ageing of components and especially large modernisation works on I&C form common concern for the coming years.

The lessons from Fukushima are mainly site specific and much synergy may not necessarily be found between Loviisa and Kola NPPs from that point of view. However, the countermeasures, increase of power and water sources, certainly are similar.

Сотрудничество в области безопасности между Финляндией и соседними АЭС в России

Репонен Х., Олконен И.

Управление радиационной и ядерной безопасности (STUK), Хельсинки, Финляндия

Любая крупная ядерная авария создает импульс для усиления международного сотрудничества и повышения прозрачности в области ядерной безопасности. Сегодня, после Фукусимской аварии, энергокомпании и регулирующие организации всего мира проводят «стресс-тесты» в целях изучения способности ядерных установок противостоять экстремальным нагрузкам, чтобы затем объединиться для сравнения результатов и предложить контрмеры.

Подобные шаги были предприняты уже после аварии на Тримайл-Айленд в 1979 г., хотя они имели в большей степени региональный характер. В США был основан Институт по эксплуатации АЭС (INPO) для обмена информацией между эксплуатирующими организациями США, а в Советском Союзе – ВНИИАЭС, созданный с аналогичными целями. АЯЭ/ОЭСР ввело в действие Систему сообщения о событиях (IRS), а МАГАТЭ приступило к проведению инспекций ОСАРТ.

Чернобыльская авария в 1986 г. оказала еще более сильное воздействие. В целях обмена информацией между всеми эксплуатирующи-

ми организациями мира была создана ВАО АЭС. МАГАТЭ приняло шкалу ИНЕС для целей иллюстрации серьезности того или иного события. В Советском Союзе был создан ИБРАЭ. Были предприняты большие усилия по модернизации всех реакторов советского проекта. Политические изменения, произошедшие несколько лет спустя, сделали возможным начать тесное сотрудничество с указанной целью. К данной работе был привлечен ряд государств в рамках двусторонней деятельности, и кроме того, был задействован ряд многосторонних инструментов. Двустороннее сотрудничество Финляндии с соседними АЭС в России началось в 1992 г., параллельно аналогичное сотрудничество вели и другие страны. За истекший период сотрудничество большинства стран пришло к своему завершению, однако Финляндия, Швеция и Норвегия его по-прежнему продолжают вести.

В Финляндии в эксплуатации на АЭС Ловииса находятся два реактора советского проекта (ВВЭР-440/213), что тем самым непосредственно дает необходимые знания, относящиеся к данной технологии. После ввода энергоблоков Ловииса в эксплуатацию в 1977 и 1981 гг. была существенным образом повышена их безопасность на основе инициатив, вытекающих из углубленных исследований, опыта эксплуатации и уроков, извлеченных из опыта других станций и промышленных секторов. Этот опыт был использован в двусторонней программе сотрудничества с соседними АЭС в России. На Кольской АЭС работают энергоблоки ВВЭР-440/213, в то время как на Ленинградской – РБМК-1000, однако, как выяснилось, последние испытывают схожие потребности в повышении безопасности.

Большие усилия в рамках сотрудничества с Кольской АЭС были направлены на обеспечение защиты от угроз, связанных с пожарами. С течением лет все функции безопасности АЭС подверглись пересмотру с учетом пожарных рисков. Это привело к изменениям в системах обнаружения пожаров, пожаротушения, огнестойкой изоляции, пожарной вентиляции и пр. Как пример крупного улучшения, следует упомянуть полностью независимую дополнительную систему питательной воды, выполненную на Кольской АЭС в 2001 г. и аналогичную реализованной на АЭС Ловииса десятилетием ранее.

Что касается неразрушающих инспекций компонентов, работающих под давлением, то после сооружения станций в 1970-х годах произошло быстрое развитие в этой сфере. С целью повышения глубины, увеличения объемов и повышения надежности инспекций осуществлялся обмен информацией и опытом.

Система представления параметров безопасности (СППБ), ныне используемая на Кольской АЭС, разработана в сотрудничестве с финскими экспертами на основе системы, впервые установленной на АЭС Ловииса.

В 2010 г. STUK завершил составление сборника всех улучшений безопасности, реализованных на АЭС Ловииса с момента ввода в эксплуатацию. На посвященном этому событию совещании эти меры изучались совместно с представителями руководства Кольской АЭС. Были рассмотрены изменения и статус каждой функции безопасности, проведено сравнение с соответствующей ситуацией на Кольской АЭС. К настоящему времени недостатки первоначального проекта в большей или меньшей степени устранены на обеих станциях. Теперь общей заботой в предстоящие годы становится влияние старения компонентов и, в особенности, масштабные работы по модернизации контрольно-измерительных систем.

Уроки, извлеченные из фукусимских событий, большей частью являются специфическими для площадки, и с этой точки зрения значительной синергии между АЭС Ловииса и Кольской АЭС может и не быть. Но несомненно, что контрмеры, улучшения в части источников воды и энергии будут схожими.

Результаты выполнения Проекта TACIS R2.01/06 «Разработка мероприятий по модернизации систем мониторинга ВХР I и II контуров для энергоблоков 1 и 2 Калининской АЭС»

Гашенко В.А., Воронов В.Н., Преловский А.Р., Муравьев Е.В., Горбатенко С.П., Отченашев Г.Д.
ОАО «ЭНИЦ», г. Электрогорск
Урбанек Вацлав
«CHEMCOMEX», Praha, a.s.

В период 2009–2012 гг. ОАО «ЭНИЦ» в качестве Директора Экспериментов (ДЭ) участвовало в выполнении в рамках Проекта TACIS R2.01/06 работы: «Разработка мероприятий по модернизации систем мониторинга ВХР I и II контуров для энергоблоков 1 и 2 Калининской АЭС».

Одной из основных задач ДЭ являлось проведение на стенде В-3 (крупномасштабной модели 2-го контура АЭС с ВВЭР-1000) проверки работоспособности системы CHEMIS, предложенного Консультантом (CHEMCOMEX, Praha, a.s.) в качестве системы мониторинга водно-химического режима (ВХР) АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000 на примере Калининской АЭС.

На первом этапе работы (в 2010 г.) осуществлялись установка, проверка и наладка CHEMIS для работы в структуре стенда В-3 ОАО «ЭНИЦ», а также работы по возможной адаптации этой системы к условиям реального объекта (Калининская АЭС).

На втором этапе (в 2011 г.) ДЭ в рамках подготовки к проведению основного блока экспериментов на стенде В-3 были выполнены:

- тестирование различных методов передачи данных от анализаторов химических и теплотехнических параметров стенда к системе CHEMIS;
- тестирование работы индивидуальных программных приложений системы CHEMIS (с частичным включением оборудования стенда В-3 в работу);
- тестирование различных методов доступа к базе данных (БД) системы CHEMIS из программных приложений к ней, включая доступ через интернет-каналы.

На завершающем этапе в январе 2012 г. в ОАО «ЭНИЦ» на стенде В-3 был проведен заключительный цикл испытаний системы CHEMIS с комплексным включением оборудования стенда в работу. Основными целями испытаний являлись подтверждение правильности принятых проектных решений и проверка работоспособности и правильного функционирования системы CHEMIS при работе в режиме on-line в условиях моделирования в контуре стенда В-3 определенных нештатных ситуаций – по параметрам ВХР: всего были смоделированы четыре таких ситуации.

Выполненные в реальном времени на стенде В-3 ОАО «ЭНИЦ» тестовые эксперименты подтвердили, что система CHEMIS позволяет реализовать все заявленные функции применительно к задачам мониторинга ВХР II контура АЭС с ВВЭР-1000. В рамках Проекта была также оценена возможность применения системы CHEMIS для мониторинга параметров ВХР I контура ВВЭР. По итогам выполненного проекта сделано заключение о возможности применения системы CHEMIS на блоках АЭС с реакторами российского дизайна.

Безопасность и экономика атомной энергетики Украины после аварии на АЭС «Фукусима»

Власенко Н.И.
НАЭК «Энергоатом», Украина

1. Состояние безопасности АЭС Украины.

Дается краткое описание состояния ядерной и радиационной безопасности энергоблоков АЭС Украины.

2. Основные преимущества энергоблоков АЭС Украины в сравнении с энергоблоками на АЭС «Фукусима-1».

- ВВЭР имеет возможность отвода тепла через второй контур.
- Аварийная защита для реакторов ВВЭР вводится сверху самоходом, под действием силы тяжести.

- В ВВЭР предусмотрено две системы для обеспечения подкритичности.
- Контаймент в ВВЭР имеет больший объем, чем BWR.

3. Основные результаты целевой переоценки безопасности АЭС Украины.

- ВВЭР имеет возможность отвода тепла через второй контур. Данное преимущество позволяет отводить остаточные тепловыделения даже через один парогенератор. При наличии котловой воды в парогенераторе и наличии естественной циркуляции существенно смягчаются переходные процессы с потерей отвода тепла через первый контур (течи и т.п.).
- Высокий уровень дублирования систем, конструкций и компонентов и источников питания (дизель-генераторов) на Украинских реакторах ВВЭР предоставляет дополнительные возможности и гибкость для управления аварией. В проект уже внесены дополнительные улучшения безопасности для предотвращения тяжелых аварий (дополнительная аварийная система питательной воды, межблочные и системные электрические взаимосвязи, противоаварийные мероприятия).
- Большой запас воды на АЭС с реактором ВВЭР увеличивает время доступное для управления тяжелыми авариями. Расчеты показали, что для реакторов ВВЭР есть достаточное время для восстановления функции охлаждения реактора.
- Большой запас воды на АЭС с реактором ВВЭР увеличивает время доступное для управления тяжелыми авариями. Расчеты показали, что для реакторов ВВЭР есть достаточное время для восстановления функции охлаждения реактора.

4. Основные мероприятия по повышению безопасности запланированные в Украине.

- Разработка и внедрение руководств по управлению тяжелыми авариями.
- Выполнение мероприятий по контролю и снижению концентрации водорода в гермооболочке в условиях запроектных аварий.
- Сохранение целостности гермооболочки, в случае взаимодействия с расплавом топливосодержащих материалов после разрушения корпуса реактора при тяжелой аварии.
- Разработка и реализация аварийной диагностики в условиях тяжелой аварии.
- Внедрение системы фильтруемого сброса среды из ГО в условиях тяжелых аварий.
- Обеспечение подпитки ПГ в условиях длительного полного обесточивания АЭС.

- Обеспечение аварийного электроснабжения в условиях длительного полного обесточения АЭС.
- Обеспечение работоспособности потребителей технической воды группы «А» при обезвоживании брызгальных бассейнов.
- Обеспечение подпитки и охлаждения бассейна выдержки в условиях длительного полного обесточения АЭС.
- Приборное обеспечение во время и после аварии».

5. Уроки, извлеченные из аварии на АЭС «Фукусима-1» и вопросы экономики

- Уроки Фукусимы дали новый толчок развитию атомной энергетики, который приведет к новому качественному уровню безопасности.
- Этот процесс потребует дополнительных вложений, однако дополнительные затраты, которые необходимы для реализации мероприятий по обеспечению безопасности АЭС во много раз меньше тех последствий которые были получены вследствие аварии на АЭС «Фукусима» и Чернобыльской аварии.
- Резюмируя, можно отметить, что, несмотря на те негативные последствия, которые периодически возникали из-за аварий в атомной энергетике за последние сорок лет, она остается привлекательной, с точки зрения использования энергоресурсов и продолжает оставаться основой энергетической независимости для многих стран мира.

Секция 5

ТРАДИЦИИ И ОПЫТ ВЕТЕРАНОВ — МОЛОДЫМ

Разработки в приоритетном направлении «Ядерное топливо в национальных балансах ТЭР»

Ватагин М.Ю.
Союз ветеранов атомной энергетики Украины, Киев

Вопросы должного отражения места и роли ядерного топлива (ЯТ) в национальных балансах топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) были отнесены к первому приоритетному направлению деятельности Международного союза ветеранов атомной энергетики и промышленности (МСВАЭП) на третьем заседании Центрального совета МСВАЭП, прошедшем в г. Киеве в мае 2011г.

В условиях развития рыночных отношений определяющим фактором существования атомной энергетики выступает ее конкурентоспособность в сравнении с производством энергии, основанном на использовании углеводородных видов топлива. Энергии, производимой АЭС с соблюдением норм и правил безопасности, требуется не только быть ощутимо дешевле аналогов, произведенных в результате использования органического топлива, но и обладать свойством сопоставимости по признаку удельного и общего расхода топливного ресурса на ее производство. Традиционное представление о ЯТ, основанное на использовании в качестве учетной величины тепловыделяющей сборки, выступает в силу объективных особенностей ее конструкции и условий эксплуатации одним из ограничителей перспектив атомной энергетики.

В рамках данного направления деятельности: 1) разработан «Алгоритм расчетного определения расхода ядерного топлива в условном исчислении на производство электрической и тепловой энергии, отпускаемой АЭС»; 2) сформирована база исходных данных о работе АЭС Украины и России за период 2000–2010 гг.; 3) выполнен сравнительный анализ эффективности работы АЭС, ТЭС и ТЭЦ Украины за период 2000–2011 гг.; 4) подготовлены соответствующие Аналитические обзоры; 5) инициирован Международный проект расширения представлений о ядерном топливе как значимой составляющей национальных балансов ТЭР (МПРПЯТ).

Выполненные работы позволяют с достаточной степенью достоверности утверждать, что введение понятия ЯТ в условном исчислении позволяет перевести рассмотрение вопроса сравнительной эффективности производства энергии различными видами генерации из плоскости общих рассуждений в сферу количественной доказательности результирующих значений.

В рамках МПРПЯТ планируется усовершенствовать методологию нормирования, учета и прогнозирования расхода ЯТ, разработать программное обеспечение и требования определения роли и места ЯТ в на-

циональных балансах ТЭР. Поставленную задачу планируется решить путем: 1) разработки расчетной модели, позволяющей производить единообразную обработку типовых исходных данных по отдельному энергоблоку и любой их совокупности за определенный промежуток времени для установления уровня эффективности энергетического производства; 2) выполнения расчетно-аналитического исследования зависимости изменения учетной величины ЯТ от степени достигаемой глубины выгорания и научно-техническое обоснование выбора единицы измерения запасов материального ресурса.

Роль человеческого фактора в обеспечении и повышении безопасности при эксплуатации АЭС

Сараев О.Ю.
Смоленская АЭС

Главный приоритет Смоленской АЭС — безопасность и стабильность во всем: в эксплуатации систем и оборудования, работе персонала, его поведении и отношении к должностным обязанностям.

Руководство станции разработало и опубликовало «Ожидания руководства» по различным направлениям (эксплуатация, ТОиР, химическая технология, инженерная поддержка, радиационная защита, эксплуатация, профессиональное обучение). Они должны доводиться до персонала САЭС и подрядных организаций во время приема на работу, обучения и поддержания квалификации, инструктажей, обходов и наблюдений за работой персонала, а также с помощью СМИ.

Важно, чтобы каждому работнику (будто то новичок или опытный сотрудник) было понятно, что подразумевается под каждым ожиданием, как ему соответствовать, что конкретно нужно делать.

В 2012 году на Смоленской АЭС внедряется новый инструмент человеческого фактора – наблюдения за работой персонала. Они будут проводиться руководителями всех уровней с установленной периодичностью, чтобы сформировать правильное поведение при выполнении работ, то есть повысить уровень эксплуатационной безопасности.

Основные отличия процесса наблюдений от обходов:

- все внимание - вопросам человеческого фактора, а не технической составляющей наблюдаемой работы,
- обязательное обсуждение с наблюдаемыми результатов наблюдения,
- использование результатов наблюдений при проведении самооценок.

Обсуждение результатов – ключевой этап процесса. Во-первых, регулярные наблюдения позволяют систематически доводить ожидания

руководства до персонала. Во-вторых, при положительных результатах наблюдения у наблюдателя есть возможность похвалить работника и тем самым повысить его мотивацию. В-третьих, неправильные модели поведения обсуждаются на месте, и наблюдаемый сразу начинает понимать, что от него требуют. В-четвертых, наблюдаемый может высказаться и, если необходимо, отстоять свою точку зрения, а руководитель — инициировать углубленную проверку по какому-либо вопросу, запланировать и внедрить или предложить конкретные корректирующие мероприятия.

Таким образом, наблюдение за работой как инструмент человеческого фактора является эффективным механизмом управления и работы с персоналом. Важно понимать, что наблюдения необходимы как для руководителей, так и для персонала, ведь правильное отношение к работе и ее исполнение – это залог безопасной работы нашей станции, нашей с вами безопасности!

Почему необходимо постоянно сохранять ядерные знания и управлять ими

Акимов Е.М., Поройков В.С.
Международный союз ветеранов атомной энергетики и промышленности

Чернобыльская катастрофа обозначила и со всей своей объективной жестокостью подчеркнула два главных аспекта, которыми человечество обязано руководствоваться в использовании ядерной энергии: национальная проблема – разрабатывать планы по использованию ядерной энергии до момента принятия решения о строительстве ядерного объекта, а после принятия такого решения эта проблема становится международной, влияющей на судьбы соседних государств и всего мира, а потому должна подчиняться международному праву и правилам.

Приводятся пять уроков, которые мы обязаны всегда и везде помнить и соблюдать, а международное право и правила необходимо пересмотреть с учетом этих уроков. Дана оценка, как эти уроки усвоены и что еще предстоит сделать, чтобы их результаты не пропали даром.

Один из уроков Фукусимы — прекращение подачи воды в реактор

Петухов В.С.
ДОАО «Оргэнергогаз»

Среди множества причин аварии можно выделить основную — непоступление охлаждающей воды в реактор. Всё ли сделано для устранения этой причины? Ответ на этот вопрос, увы, неутешительный.

В докладе рассматривается проблема, связанная с трубопроводами подвода воды к реактору.

Разработан новый метод защиты трубопроводов импульсным током (Патент РФ №2172887). Главным его преимуществом по сравнению с традиционным способом катодной защиты постоянным током применительно к АЭС является равномерность защиты поверхности трубопроводов даже очень сложной конфигурации, обусловленная эффектом растекания заряда, сообщенного защищаемому объекту за время импульса, во время паузы между импульсами. Другим важным преимуществом является отсутствие выделения водорода даже при значительном превышении плотности тока сверх нормативного значения. Отмечено так же уменьшение потребления электроэнергии в несколько раз и уменьшение отрицательного влияния на посторонние металлические объекты. Метод успешно прошёл испытания на нефтепроводе в ОАО «Татнефть», теплотрассах г. Москвы, газопроводе ООО «Уралтрансгаз». В сочетании с системой коррозионного мониторинга подобное устройство может значительно повысить надёжность водоснабжения АЭС.

Состав и содержание проектной документации в части «Организация управления АС»

Вельчинский В.И., Корниенко А.Г., Недельченко А.А.
ОАО «ВНИИАЭС»

Обсуждается вопрос перевода управления атомными станциями с существующей консервативной структуры управления к функциональной структуре управления. Новая структура предлагается к реализации на строящихся и проектируемых станциях. Указывается на нормативные проблемы в части организации труда и управления, задачи оптимизации структур и их согласование между собой. Обсуждается проблема разработки станционных руководящих документов типа «организационного плана деятельности», в котором должны быть изложены цели и программа деятельности АС. Особо выделено, что программа управления должна иметь иерархическую подчиненность. Подчеркнута роль государственных и международных стандартов.

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

Подготовка оригинал-макета осуществлена в Открытом акционерном обществе «Электрогорский научно-исследовательский центр по безопасности атомных электростанций» (ОАО «ЭНИЦ»)

142530, г. Электрогорск Московской обл., ул. Св. Константина, 6