

Лекция 27

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС

Безопасность АЭС уже на стадии проектирования обеспечивается комплексом технических и организационных мероприятий, в числе которых:

- выбор благоприятной площадки для размещения АЭС;
- определение границ необходимой санитарно-защитной зоны;
- оснащение атомной станции системами безопасности;
- высокое качество проектных работ и экспертизы проектов;
- высокое качество изготовления, монтажа, ремонта и реконструкции оборудования и трубопроводов;
- высокое качество строительно-монтажных работ;
- профилактические проверки работоспособности важных для безопасности систем энергетической установки.

На современных атомных станциях системы безопасности предназначены для:

- аварийной остановки реактора и поддержания его в подкритическом состоянии;
- аварийного отвода тепловой энергии из активной зоны реактора;
- удержания радиоактивных продуктов в установленных границах.

Системы безопасности АЭС должны удовлетворять нормам и правилам конструирования, изготовления, монтажа и эксплуатации оборудования ядерной техники. Узлы и компоненты АЭС должны проектироваться, изготавливаться и эксплуатироваться с учетом возможных механических, тепловых и других воздействий, которые имеют место при проектных авариях. Следует учитывать и такие природные явления как землетрясения, ураганы, наводнения, ветровые нагрузки и т. д., свойственные району размещения АЭС.

На рис. Л27.1 приведены системы и группы оборудования, обеспечивающие безопасность эксплуатации энергоблока АЭС с реакторной установкой (РУ) типа ВВЭР-1000. Многоцелевое использование систем и их отдельных элементов, как правило, запрещается. В отдельных случаях допускается отступление от этого правила, если в проектной документации обосновано, что совмещение функций не приведет к нарушению требований обеспечения общей безопасности АЭС. Если радиационная обстановка в местах размещения оборудования и трубопроводов или их конфигурация не позволяют контролировать технологические параметры штатными средствами, то допускается применение для этих целей специальных устройств и приспособлений.

В проектах систем атомной станции, имеющих существенное значение для ее безопасной эксплуатации, должны быть предусмотрены:

- приспособления и устройства для проверки работоспособности оборудования и систем;
- метрологическое обеспечение процедур испытания систем и их отдельных элементов на соответствие проектным показателям и нормам;
- мониторинг качества процесса диагностики, например, проверка последовательности прохождения сигналов и включения оборудования при переходе на аварийные источники питания;
- приспособления и устройства для контроля состояния металла и сварных соединений оборудования, сосудов давления и трубопроводов, разрушение которых могут инициировать аварию;
- регламенты контроля технологических параметров и диагностики состояния конструктивных элементов энергоблоков, важных для безопасности атомной станции;
- порядок техобслуживания и инспекционных проверок надежности и работоспособности общей системы контроля и диагностики.

Здания и сооружения АЭС	<p>Главный корпус реакторного отделения</p> <p>Корпус машинного зала</p> <p>Вентиляционная труба</p> <p>Водопроводящий канал, насосная станция и т. п.</p>				
Герметичные ограждения реакторной установки (4-й барьер безопасности)	<p>Защитный колпак реактора</p> <p>Прочноплотные боксы ПГ ГЦН</p> <p>Облицовка гермопомещений</p> <p>Проходки трубопроводов, электрические; двери, проемы</p> <p>Элементы конструкций кранов и вентиляционной системы</p>				
Системы безопасности реакторной установки	<p>Трубные импульсные проводки, щиты и др.</p> <p>ЭК подачи технической воды и пенного пожаротушения</p> <table border="1" data-bbox="568 748 1437 1106"> <tr> <td data-bbox="568 748 655 860">ЛСБ</td> <td data-bbox="655 748 1437 860"> <p>Локализирующая арматура на границе гермоограждения</p> <p>Трубопроводы, арматура, теплообменники спринклерной системы</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="568 860 655 1106">Защитные системы безопасности</td> <td data-bbox="655 860 1437 1106"> <p>Устройства подачи питательной воды в ПГ</p> <p>Трубопроводы, теплообменники и другие ЭК аварийной системы</p> <p>ЭК АРК</p> <p>Бак, трубопроводы, арматура, насосы САОЗ</p> <p>Предохранительные устройства</p> </td> </tr> </table>	ЛСБ	<p>Локализирующая арматура на границе гермоограждения</p> <p>Трубопроводы, арматура, теплообменники спринклерной системы</p>	Защитные системы безопасности	<p>Устройства подачи питательной воды в ПГ</p> <p>Трубопроводы, теплообменники и другие ЭК аварийной системы</p> <p>ЭК АРК</p> <p>Бак, трубопроводы, арматура, насосы САОЗ</p> <p>Предохранительные устройства</p>
ЛСБ	<p>Локализирующая арматура на границе гермоограждения</p> <p>Трубопроводы, арматура, теплообменники спринклерной системы</p>				
Защитные системы безопасности	<p>Устройства подачи питательной воды в ПГ</p> <p>Трубопроводы, теплообменники и другие ЭК аварийной системы</p> <p>ЭК АРК</p> <p>Бак, трубопроводы, арматура, насосы САОЗ</p> <p>Предохранительные устройства</p>				
Системы нормальной эксплуатации, важные для безопасности	<p>ЭК дренажей, протечек, канализации и химического цеха</p> <p>Главный мостовой кран</p> <p>Бассейн выдержки отработавшего топлива</p> <p>Трубопроводы и арматура продувки ПГ</p> <p>Главные и вспомогательные паропроводы</p> <p>Барботажный бак и его трубопроводы</p> <p>Вспомогательные трубопроводы первого контура</p>				
Главный циркуляционный контур реакторной установки (3-й барьер безопасности)	<p>Дыхательные трубопроводы</p> <p>Главный циркуляционный трубопровод</p> <p>Главная запорная задвижка</p> <p>Главный циркуляционный насос (ГЦН)</p> <p>Компенсатор давления (КД)</p> <p>Парогенератор (ПГ)</p> <p>Корпус реактора</p>				
Активная зона (1-й и 2-й барьеры безопасности)	<p>Внутрикорпусные устройства</p> <p>Оболочка твэлов (2-й барьер безопасности)</p> <p>Топливная таблетка (1-й барьер безопасности)</p>				

Рис. Л27.1. Оборудование, обеспечивающее безопасность эксплуатации энергоблока АЭС с реакторной установкой типа ВВЭР-1000 (ЭК – элементы конструкций; ЛСБ – локализирующие системы безопасности)

Средства контроля и диагностики должны подвергаться постоянному мониторингу или периодической проверке в течение всего срока службы атомной станции, причем после профилактических ремонтов такая проверка обязательна. Нормативные акты требуют, чтобы все проводимые технические мероприятия не снижали уровень безопасности станций. Проектировщики обязаны предусмотреть технические и организационные меры, исключая или смягчающие последствия ошибочных или несанкционированных действий персонала и посторонних лиц, если такие действия могут усугубить последствия отказов систем обеспечения безопасности и предупреждения ядерных аварий на станции. Средства эксплуатационного контроля и диагностики безопасности, как правило, должны быть выполнены в сейсмостойком исполнении.

Например, для АЭС с реакторами ВВЭР-1000 предусмотрен специальный контроль системы главных циркуляционных трубопроводов во всех проектных режимах работы. Главный циркуляционный трубопровод состоит из четырех замкнутых петель и объединяет основное оборудование реакторной установки. По нему теплоноситель прокачивается из реактора в парогенераторы и обратно. По критериям безопасности главный циркуляционный трубопровод относится к устройствам нормальной эксплуатации, а по категории сейсмостойкости — к первой. Его конструкция обеспечивает безостановочную работу при нагрузках, соответствующих проектному землетрясению, а также безопасный останов и расхолаживание реактора при максимальном расчетном землетрясении. Для обеспечения безопасности в аварийных режимах, а также контроля параметров теплоносителя в элементы трубной обвязки трубопровода вварены патрубки и штуцера, которыми он соединен с рядом вспомогательных устройств и системой измерений параметров теплоносителя. Контролируется температура теплоносителя в горячей и холодной нитках трубопровода, а также разность этих температур. По результатам измерений формируются сигналы предупредительной и аварийной защиты, а также блокировок по принципу «2 из 3». На панелях блочного щита управления (БЩУ) реакторной установки выведены соответствующие индикаторы. Здесь же расположены приборы, указывающие положение арматуры и механизмов, сигнализаторы отклонения технологических параметров, аварийного отключения механизмов хода и останова арматуры в промежуточном положении. На пульте находятся приборы контроля и управления главными циркуляционными насосами.

Система главных циркуляционных насосов состоит из четырех главных циркуляционных насосов (ГЦН), работающих параллельно в контуре. Для безопасной эксплуатации ГЦН-195М и сохранения работоспособности его основных узлов предусмотрен ряд защит и блокировок, среди которых:

- отключение насоса через 15 с, если давление запирающей воды на выходе насоса становится менее 0,5 или более 3 ат (0,05 или более 0,3 МПа), — давление вне этого диапазона указывает на повреждение уплотнения насоса;
- отключение насоса при снижении разности давлений запирающей воды на входе в уплотнение и за его первой ступенью на значение менее 5 ат (0,5 МПа) — меньший перепад давления свидетельствует о выходе из строя первой ступени уплотнения, а также об отсутствии подачи запирающей воды в блок уплотнения;
- запрет включения насоса при давлении воды в автономном контуре на выходе насоса менее 15 ат (1,5 МПа) — блокировка включения насоса при давлении в первом контуре ниже допустимого;
- постоянная защита насоса от превышения допустимого уровня вибраций — защита от вибрационных перегрузок.

Помимо перечисленных имеются также защиты и блокировки для предупреждения разрушения подшипниковых узлов насоса. Например, насос отключается через 10 секунд после падения давления масла на его входе до уровня 0,6 ат (0,06 МПа) и — через 30 секунд, если давление увеличивается свыше 1,25 ат (0,125 МПа). Кроме того, пуск насоса блокируется, если давление масла менее 0,6 ат (0,06 МПа).

Другой пример защиты — отключение насоса при повышении температуры элементов подшипников электродвигателя свыше 80°C и блокировка пуска, если их температура достигает 70°C. Таким образом подшипники предохраняются от перегрева. Все защиты и блокировки ГЦН во избежание ложного срабатывания систем контроля выполнены по принципу «2 из 3», а запрет на включение по принципу «2 из 2». Эти меры приняты, чтобы предотвратить поломку узлов ГНЦ, исключить вынос фрагментов разрушения в активную зону и возможное развитие аварии.

Системы контроля и диагностики не только выполняют функции обеспечения эксплуатационной безопасности, но и используются для оптимизации технологических процессов на станции. Примером является система контроля состояния парогенераторов станций с ВВЭР-1000. Ее основными функциями являются:

- централизованный контроль технологических процессов, режимов работы оборудования;
- автоматизированное регулирование уровня котловой воды в парогенераторах;
- управление защитами и блокировками по результатам контроля уровня воды.

Мониторинг радиоактивности воды второго контура проводится ежемесячно с записью результатов дежурным персоналом в журнале. Аналогично организован эксплуатационный контроль давления в межпрокладочных полостях люков первого и второго контуров.

Для построения оптимальной системы контроля на этапе проектирования рассматриваются возможные сценарии отказов. После анализа сценариев развития различных аварийных и катастрофических ситуаций, их степени опасности и последствий для персонала и окружающей среды определяются структура системы и количество дублирующих друг друга устройств для измерений и автоматизированного анализа параметров технологического процесса. Также разрабатываются схемы блокировок и защит. Для парогенераторов атомных станций с реакторами ВВЭР-1000 рассматриваются следующие возможные отказы:

- нарушение герметичности уплотнительных прокладок по первому или второму контуру;
- нарушение герметичности теплообменных труб или мест их заделки;
- разрыв трубопровода питательной воды;
- разрыв паропровода;
- нарушение водно-химического режима второго контура;
- снижение расхода питательной воды;
- повышение влажности пара на выходе из парогенератора свыше 0,2 %;
- повреждение коллектора первого контура.

После оценки надежности различных вариантов определяется экономически приемлемая и реализуемая схема системы управления и контроля технологического процесса. Основным критерием принятия решения является величина риска при эксплуатации. По результатам анализа развития возможных аварийных ситуаций также определяются технико-организационные мероприятия для их предупреждения и смягчения последствий. Например, при недопустимых изменениях показателей качества воды на станции проводятся мероприятия (действия) трех уровней:

- первый уровень — при отклонении хотя бы одного критического показателя качества воды от заданного значения при стационарном режиме работы энергоблока необходимо в течение 48 часов устранить причины нарушения и восстановить требуемое значение показателя; в ином случае перейти ко второму уровню;
- второй уровень — в течение четырех часов снизить мощность энергоблока на 50 %; если при работе реакторной установки на пониженной мощности за

24 часа не удастся устранить причины нарушения и восстановить показатель качества, то перейти к третьему уровню;

- третий уровень — за четыре часа снизить мощность энергоблока до минимально контролируемого уровня, попытаться устранить причину нарушения и за счет подпитки обессоленным конденсатом и продувки парогенератора восстановить качество воды; если в течение восьми часов принятые меры не дадут результата, перевести реакторную установку в холодное состояние, определить и устранить причины нарушения водообмена во втором контуре установки, а при необходимости — и в самом парогенераторе.

Следует отметить, что в проектной документации указываются наиболее вероятные причины тех или иных отказов.

Система внутриреакторного контроля

При изменении тепловой мощности активной зоны или кратковременных неполадках в работе основного оборудования — главных циркуляционных насосов, парогенератора и т.д., происходят колебания нейтронного потока, вызванные ксеноновыми процессами в ядерном топливе. При этом может заметно возрасти неравномерность энерговыделения в активной зоне. В результате возможна разгерметизация оболочек твэлов с утечкой продуктов деления топлива в контур теплоносителя. Для обеспечения радиационной безопасности ядерно- энергетической установки предусмотрена система внутриреакторного контроля — СВРК. С ее помощью проводится:

- сбор, автоматизированная обработка и вывод обобщенной информации о текущем состоянии реакторной установки на блочный щит управления реактором, а также сигнализация о выходе технологических параметров за пределы допустимых границ;
- регистрация и протоколирование текущей информации о состоянии радиационной безопасности, параметрах технологического процесса и подготовка сводок данных;
- архивирование данных и сведений об основных параметрах эксплуатации реактора — изменении нагрузок, режимов работы и т. д.;
- обмен данными с другими системами контроля безопасной эксплуатации атомной станции;

— мониторинг работоспособности и диагностика неисправностей элементов самой СВРК.

Система внутриреакторного контроля функционирует как в штатном режиме, так и при нарушении нормальной эксплуатации установки и в аварийных ситуациях. СВРК обеспечивает контроль температуры теплоносителя в петлях реакторной установки с погрешностью 0,5 °С, а на выходе из тепловыделяющих кассет — 1,0°С. Расчеты тепловой мощности реакторной установки проводятся с погрешностью 2% от номинальной, а распределения энерговыделения в активной зоне — 5%.

Технические средства СВРК разрабатываются с учетом обеспечения живучести системы — сохранения работоспособности при отказах или авариях. Это достигается, прежде всего, за счет резервирования компонентов и связей между элементами СВРК, а также высокой надежности измерительных устройств, первичных преобразователей и регистраторов при работе в экстремальных ситуациях. Для исключения взаимного влияния и распространения помех предусмотрена гальваническая развязка подсистем СВРК с другими системами контроля и управления эксплуатационной безопасностью, например, системами управления защитой (СУЗ), контроля герметичности оболочек твэлов (КГО). В состав СВРК входят датчики, линии связи со вспомогательными устройствами, информационно-измерительная аппаратура, вычислительный комплекс с программным обеспечением. Датчики предназначены для измерений температуры теплоносителя на выходе из активной зоны, в холодных и горячих нитках главного циркуляционного трубопровода, регистрации нейтронного потока. Помимо этих данных с помощью СВРК обрабатываются сигналы, поступающие с общестанционных датчиков. Собранная информация используется для управления ядерным реактором и всей атомной станцией.

Контроль трубопроводов

В соответствии с нормативными документами Госатомнадзора России — «Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПН АЭ Г-7-008–89 (с изменением № 1 от 01.09.2000)» для подтверждения целостности трубопроводов систем групп А и В на АЭС с ВВЭР необходимо контролировать состояние металла трубопроводов. Различают:

— предэксплуатационный контроль, выполняемый после завершения монтажа или капитального восстановительного ремонта с частичной или полной заменой элементов трубопроводной системы;

- периодический контроль в процессе эксплуатации, проводимый через определенные промежутки времени или периоды, определяемые условными характеристиками, связанными со временем эксплуатации, например, заданным числом циклов нагружения конструкции;
- внеочередной контроль, осуществляемый по специальному решению в сроки и средствами, которые не регламентируются правилами периодического контроля в процессе эксплуатации.

Контроль проводится как неразрушающими, так и разрушающими методами.

Целью эксплуатационного контроля является:

- выявление изменения физико-механических свойств и структуры металла;
- обнаружение дефектов;
- общая оценка состояния металла.

РОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ В РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ПРОДЛЕНИЯ СРОКОВ СЛУЖБЫ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

Техническая диагностика является неотъемлемой частью мероприятий при проведении работ по *продлению срока службы* энергоблоков АЭС, проработавших проектный срок службы.

Продление сроков службы — одно из важных направлений развития атомной энергетики в России наряду со строительством новых и повышением КИУМ эксплуатирующихся энергоблоков.

Задача продление сроков службы энергоблоков относится к задачам *управления сроком службы* технических объектов.

Применительно к АЭС, это — многоплановая задача, которая включает задачи управления сроком службы (ресурсными характеристиками) отдельных элементов энергоблоков: тепломеханических, электрических, строительных конструкций и сооружений, средств КИПиА и т.д.

В свою очередь задачи управления сроком службы отдельных элементов сводятся к

- оценке фактического состояния элементов энергоблока;
- оценке остаточного ресурса элементов;
- принятию решения о возможности и условиях их дальнейшей эксплуатации.

Работы, по результатам которых принимается решение о продлении срока службы энергоблоков, начинаются с **комплексного диагностического обследования** состояния

элементов энергоблоков. Для этого разработаны соответствующие нормативные процедуры и методики. Количество диагностируемых элементов — трубопроводов, сосудов давления, теплообменников и т.п., в зависимости от конструкции энергоблоков может составлять несколько десятков.

Этапы проведения работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса

Оценка технического состояния и остаточного ресурса элементов энергоблока включают следующие этапы:

1. Анализ проектно-конструкторской, эксплуатационной и ремонтной документации, имевших место повреждений и отказов, с определением механизмов старения материалов, а также критериев предельных состояний рассматриваемого элемента энергоблока;
2. Разработка программ диагностического обследования и контроля металла элементов, планируемых к дальнейшей эксплуатации;
3. Проведение расчетов на прочность с учетом прогноза состояния металла элементов на конец продлеваемого срока службы;
4. Оценка ресурсных характеристик элементов, планируемых к дальнейшей эксплуатации;
5. Составление заключения о техническом состоянии и остаточном ресурсе элемента энергоблока;
6. Принятия решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации элемента в составе систем энергоблока.

Механизмы старения

Опыт по продлению сроков службы энергоблоков действующих АЭС показывает, что в зависимости от типа и условий работы технологического оборудования и трубопроводов доминирующими механизмами старения металла являются:

- термическое старение;
- малоцикловая усталость;
- коррозионное растрескивание под напряжением;
- эрозионно-коррозионный износ металла;
- многоцикловая усталость.

Указанные механизмы дают основной вклад в накопление необратимых изменений в металле и влияют на остаточный ресурс оборудования. Для этих механизмов определяется комплекс контролируемых эффектов старения металла и критерии его состояния.

Программы обследования элементов энергоблока

При разработке программ диагностического обследования элементов **учитываются**:

- фактическая нагруженность частей конструкции энергоблока, определенной расчетными методами с учетом режимов нагружения, действующих нагрузок, фактической (на момент проведения работ) геометрии конструкции, толщины ее несущих частей, имеющихся и выявленных концентраторов напряжений;
- механизмы старения металла, возможные отказы из-за развития дефектов и повреждений;
- возможность определения параметров технического состояния и контролируемых эффектов старения металла.

С учетом этих факторов, требований проектно-конструкторской документации, возможности доступа к контролируемым участкам выбираются зоны, виды и объемы контроля металла элементов и диагностических работ. При этом для группы элементов, изготовленных по одной конструкторской и нормативной документации и эксплуатирующихся при сходных параметрах, контроль состояния металла осуществляется в наиболее напряженных местах.

Программы диагностического обследования **включают**:

- определения критериев достижения элементом энергоблока предельного состояния;
- проведение расчетно-экспериментального обоснования возможности дальнейшей эксплуатации элементов;
- составление заключения о необходимости дальнейших уточненных расчетов и экспериментальных исследований напряженно-деформированного состояния и характеристик материалов;
- проведение экспертизы расчетно-экспериментального обоснования возможности дальнейшей эксплуатации элементов;
- составление заключение о техническом состоянии и возможности дальнейшей эксплуатации элемента энергоблока с установлением назначенного ресурса.

Разработанные программы обследования элементов энергоблоков согласуются с проектными организациями и утверждаются руководством АЭС.

Порядок проведения прочностных расчетов

Результаты оценки технического состояния по соответствующим программам позволяют:

- подготовить материалы для проведения расчетов на прочность;
- исследовать напряженно-деформированное состояние;
- определить характеристики материалов для получения дополнительной (отсутствующей в технической документации) информации (необходимой для определения механизмов повреждений и расчетов остаточного ресурса) о номинальных и местных напряжениях и деформациях с учетом фактических свойств материалов.

Расчёты на прочность и подтверждение возможности эксплуатации оборудования и трубопроводов проводятся по утверждённым официальными органами России нормативно-техническим документам и включают:

- расчёт на статическую прочность;
- расчёт на циклическую прочность;
- расчёт на устойчивость;
- расчет на сопротивление хрупкому разрушению.

В зависимости от значимости элементов для безопасности энергоблока, условий и режимов эксплуатации конкретных элементов выполняются расчёты либо по одному из указанных выше видов, либо по нескольким — в том или ином сочетании.

Оценка ресурсных характеристик конструктивных элементов

Оценка ресурсных характеристик элементов проводится в соответствии с нормативными методиками оценки технического состояния и остаточного ресурса оборудования энергоблоков АЭС.