

Министерство образования и науки Российской Федерации

Национальный исследовательский ядерный университет
«МИФИ»

С.Б. Выговский, Н.О. Рябов, Е.В. Чернов

БЕЗОПАСНОСТЬ И ЗАДАЧИ
ИНЖЕНЕРНОЙ ПОДДЕРЖКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЯДЕРНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК
С ВВЭР

*Рекомендовано УМО «Ядерные физика и технологии»
в качестве учебного пособия
для студентов высших учебных заведений*

Москва 2013

УДК 621.039.58(075.8)
ББК 31.46Я7
В92

Выговский С.Б., Рябов Н.О., Чернов Е.В. **Безопасность и задачи инженерной поддержки эксплуатации ядерных энергетических установок с ВВЭР**: Учебное пособие. М.: НИЯУ МИФИ, 2013. – 304 с.

Данное учебное пособие разработано на основе курса лекций по технологии и вопросам безопасной эксплуатации АЭС с ВВЭР-1000, читавшихся в России и за рубежом в течение ряда лет для отечественных и зарубежных специалистов атомной отрасли.

Основное внимание в пособии уделено освещению вопросов обеспечения безопасности и целостности основных барьеров защиты ЯЭУ с ВВЭР-1000. Большое место отведено описанию проектных основ безопасности, касающихся специальных систем. Дано описание поэтапного развития и совершенствования оборудования ЯЭУ с реактором ВВЭР-1000 в направлении повышения безопасности. Приведены основные технические решения по дополнительным системам безопасности АЭС с ВВЭР в рамках проекта АЭС-2006. Обращено внимание на основные параметры безопасности, формирующие эксплуатационные пределы состояния физических барьеров защиты в режимах нормальной эксплуатации и аварийных режимах. Дано описание основных задач инженерной поддержки эксплуатации, и в первую очередь её расчетного сопровождения.

Пособие рассчитано на студентов старших курсов, работников атомной промышленности и аспирантов, специализирующихся в области нейтронной физики, теплофизики, управления и безопасности ядерных реакторов ВВЭР.

Пособие подготовлено в рамках Программы создания и развития НИЯУ МИФИ.

Рецензент д-р техн. наук Лескин С.Т.

ISBN 978-5-7262-1819-9

© *Национальный исследовательский
ядерный университет «МИФИ», 2013*

Оглавление

Список сокращений	6
Предисловие.....	9
Глава 1. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС	15
Введение.....	15
1.1. Цели и принципы безопасности	15
1.2. Принципы ответственности управления.....	19
1.3. Принципы глубокошелонированной защиты.....	20
1.4. Конкретные принципы.....	27
1.4.1. Фундаментальные функции безопасности.....	28
1.4.2. Принцип единичного отказа	30
1.4.3. Системы безопасности	32
1.4.4. Безопасность при эксплуатации АЭС.....	34
1.4.5. Классификация систем АЭС по влиянию на безопасность	40
1.4.6. Аварийные ситуации на АЭС	43
1.4.7. Человеческий фактор в обеспечении безопасности.....	50
1.5. Обеспечение качества и культура безопасности.....	52
1.5.1. Деятельность по обеспечению качества.....	52
1.5.2. Понятие «культура безопасности»	54
Заключение.....	56
Контрольные вопросы.....	61
Глава 2. ОСНОВНЫЕ СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ ЯЭУ С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000	62
Введение.....	62
2.1. Состав систем безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000.....	63
2.1.1. Системы безопасности ЯЭУ для действующих АЭС с ВВЭР-1000.....	64
2.1.2. Пассивная часть системы аварийного охлаждения активной зоны.....	64
2.1.3. Системы аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ) высокого давления и низкого давления	68
2.1.4. Система защиты первого контура от превышения давления	74
2.1.5. Система защиты второго контура от превышения давления	76
2.1.6. Системы аварийного удаления газов и аварийной подачи питательной воды.....	78
2.1.7. Системы безопасности ЯЭУ для АЭС с ВВЭР-1000 нового поколения.....	79
2.2. Состав систем безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1200 по проекту АЭС-2006.....	93

2.3. Перспективы мировой атомной энергетики на базе водо-водяных реакторов	99
Заключение.....	107
Контрольные вопросы.....	110
Глава 3. РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ	111
Основные определения	111
Введение.....	114
3.1. Пределы безопасной эксплуатации ЯЭУ	117
3.1.1. Классификация основных параметров безопасности	118
3.1.2. Определение предельных значений основных параметров безопасности	124
3.1.3. Контролируемые пределы безопасной эксплуатации ЯЭУ.....	141
3.2. Описание аварийных режимов, принятых для расчетного обоснования безопасности	151
3.2.1. Перечень эксплуатационных режимов с нарушением нормальной эксплуатации и проектных аварий	151
3.2.2. Описание режимов с нарушением работы систем, влияющих на реактивность	157
3.2.2.1. Подключение ГЦН ранее не работавшей петли.....	158
3.2.2.2. Выброс органа регулирования.....	161
3.2.3. Описание режимов с нарушением расхода теплоносителя.....	164
3.2.3.1. Заклинивание одного ГЦН.....	165
3.2.3.2. Обесточивание всех ГЦН	167
3.2.3.3. Обесточивание АЭС	169
3.2.3.4. Анализ радиационных последствий	170
3.2.4. Режимы с разуплотнением второго контура	173
3.2.4.1. Разрыв паропровода.....	173
3.2.4.2. Описание режимов с разуплотнением первого контура	182
3.3. Принцип «консервативности», принятый в расчетном обосновании безопасности	194
Заключение.....	216
Контрольные вопросы.....	217
Темы практических занятий на МФА РУ	219
Глава 4. ЗАДАЧИ ИНЖЕНЕРНОЙ ПОДДЕРЖКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЯЭУ С ВВЭР-1000	221
Введение.....	221
4.1. Измерения на АЭС для определения интегральной нейтронной и тепловой мощности ЯЭУ	223

4.2. Измерения основных нейтронно-физических характеристик активной зоны ВВЭР-1000 на АЭС.....	242
4.2.1. Измерения нейтронно-физических характеристик групп ОР СУЗ на АЭС с ВВЭР-1000.....	244
4.2.2. Определение «веса» аварийной защиты на АЭС с ВВЭР-1000	262
4.2.3. Измерения коэффициентов реактивности по температуре теплоносителя на МКУ.....	270
4.3. Расчетное сопровождение эксплуатации ЯЭУ с ВВЭР-1000	277
4.3.1. Восстановление распределения энерговыделения в объеме активной зоны по показаниям ДПЗ.....	277
4.3.2. Программы расчетного сопровождения эксплуатации ЯЭУ с ВВЭР-1000	288
4.4. Программы БИПР-7А и ПЕРМАК.....	289
4.5. Динамические программные комплексы.....	292
Контрольные вопросы.....	294
Темы практических занятий на МФА РУ.....	295
Список рекомендованной литературы.....	297

Список сокращений

ЯЭУ	– ядерная энергетическая установка
АЭС	– атомная электростанция
РУ	– реакторная установка
ВВЭР	– водо-водяной энергетический реактор
Твэл	– тепловыделяющий элемент
PWR	– реактор с водой под давлением (power water reactor)
РБМК	– реактор большой мощности канальный
СУЗ	– система управления и защиты
МАГАТЭ	– Международное агентство по атомной энергии
ПНАЭ	– правила и нормы в атомной энергетике
INSAG	– Instrumentation and Control Systems Important to Safety in Nuclear Power Plants, Safety guide
ОПБ-88	– общие положения обеспечения безопасности атомных станций
НУЭ	– нормальные условия эксплуатации
MSK-64	– шкала сейсмической интенсивности Медведева–Шпонхойера–Карника
ПГ	– парогенератор
МПЗ	– максимальное расчетное землетрясение
НИИ	– научно-исследовательский институт
УРБ	– ускоренная разгрузка энергоблока
МИФИ	– Московский инженерно-физический институт
СВРК	– система внутриреакторного контроля
ТВС	– тепловыделяющая сборка
ОР	– орган регулирования
МКУ	– минимально контролируемый уровень мощности
АЗ	– аварийная защита
ТВЭГ	– тепловыделяющий элемент, содержащий гадолиний
ВП	– выгорающий поглотитель
СВП	– самоэкранированный выгорающий поглотитель
ГПК	– главный паровой контур
ЕЦ	– естественная циркуляция
БЗТ	– блок защитных труб
ВКУ	– внутрикорпусные устройства

ВБ	– верхний блок тягосоединительных механизмов
ШЭМ	– шаговый электромагнитный привод органа СУЗ
ПЭЛ	– поглощающий элемент
КНИ	– канал нейтронного измерения
ПС	– поглощающий стержень
ДПЗ	– датчик прямой зарядки
ЛШП	– линейный шаговый привод
ПБЯ	– правила по ядерной безопасности
ИАЭ	– институт атомной энергии
ГЦТ	– главный циркуляционный трубопровод
ПГ	– парогенератор
ГЗЗ	– главная запорная задвижка
КД	– компенсатор давления
ИПУ	– импульсно-предохранительное устройство
ТЭН	– термоэлектрический нагреватель
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами
АКНП	– аппаратура контроля нейтронного потока
РОМ	– регулятор ограничения мощности
РЩУ	– резервный щит управления
БИК	– боковая ионизационная камера
ДИ	– диапазон источника
ДП	– промежуточный диапазон
ДЭ	– энергетический диапазон
СКП	– аппаратура для загрузки (перегрузки) топлива
БЩУ	– блочный щит управления
ПЗ	– предупредительная защита
СГИУ	– система группового и индивидуального управления
ТПН	– турбопитательный насос
ГЦН	– главный циркуляционный насос
АРМ	– автоматический регулятор мощности
ВК	– вычислительный комплекс
СКУД	– система контроля, управления и диагностики
КОРТ	– система определения нейтронной мощности реактора
КГО	– система контроля герметичности оболочек ТВЭЛ

ПД	– продукт деления
СОДС	– стенд обнаружения дефектных сборок
СВО	– система водоочистки
ГЦК	– главный циркуляционный контур
БВ	– бассейн выдержки
СВП	– стержень с выгорающим поглотителем
УСТ	– узел для хранения свежего топлива
ПВД	– подогреватель высокого давления
ОПБ	– нормативный документ России по правилам обеспечения безопасности
БРУ-А	– устройство с предохранительным клапаном для сброса пара в машинный зал
БРУ-К	– устройство с предохранительным клапаном для сброса пара в конденсатор
ПК	– предохранительный клапан
ЗПА	– запроектная авария
СБВБ	– система быстрого ввода бора
СПОТ	– система отвода остаточных тепловыделений
НТД	– номативно-техническая документация
КВ	– коэффициент воспроизводства
КК	– коэффициент конверсии
АСТ	– атомная станция теплоснабжения
ТЭР	– температурный эффект реактивности
ТКР	– температурный коэффициент реактивности
ГПК	– главный паровой контур

Предисловие

Вопросы безопасности ядерных энергетических установок (ЯЭУ) АЭС с ВВЭР-1000 является довольно обширной и сложной темой. Основные цели и задачи обеспечения безопасности АЭС, независимо от типа реактора, были сформулированы и раскрыты в ряде документов МАГАТЭ, разработанных специальной Международной консультативной группой по ядерной безопасности (INSAG). В частности, основополагающими документами по безопасности являются: «Основные принципы безопасности атомных электростанций» INSAG-3 [1] и «Культура безопасности» INSAG-4 [2]. На многие вопросы по данной теме ответы можно найти в основополагающих документах ГАН РФ: «Общие правила безопасности» (ОПБ) [3] и «Правила по ядерной безопасности» (ПБЯ) [4], и в проектных и эксплуатационных документах для каждого энергоблока АЭС с ВВЭР-1000: «Техническое обоснование безопасности» (ТОБ) и «Технический регламент по безопасной эксплуатации».

Однако международные документы и документы ГАН РФ содержат правила безопасности ЯЭУ для всех типов аппаратов и не являются по этой причине объектно-ориентированными материалами. В этом случае трудно выделить наиболее важную группу правил и требований для конкретного типа реакторов и на ней сосредоточить основное внимание обучаемых специалистов, которым предстоит работать на ядерных объектах с реактором ВВЭР-1000.

Проектные и эксплуатационные документы объектным образом ориентированы. В ТОБ содержатся сведения о критериях и принципах безопасности, даны классификация и описание систем оборудования, важных для безопасности. В этом же документе приведен анализ безопасности, включающий в себя расчет режимов с нарушениями нормальной эксплуатации и аварийных режимов и их последствий на состояние оборудования и окружающей местности, дано описание пределов безопасной эксплуатации. В Техническом регламенте содержатся сведения о пределах безопасной эксплуатации оборудования и нарушениях нормальной эксплуатации, действиях оперативного персонала для каждого такого нарушения и в случае превышения указанных пределов. Но в них не содержатся аргументации и объяснения по каждому пункту правил и требова-

ний, касающихся пределов нормальной эксплуатации, и не имеется детального описания физической сути аварийных процессов и их последствий для оборудования ЯЭУ с ВВЭР-1000. Ещё необходимо отметить, что данные документы ориентированы на конкретный проект ВВЭР-1000, который может иметь свои конструкционные и эксплуатационные особенности, отличающие его от других проектов.

Поэтому задача настоящего учебного пособия, с одной стороны, заключается в том, чтобы объяснить обучаемым специалистам, что основные параметры безопасности, обуславливающие большую часть пределов нормальной эксплуатации, не зависят от особенностей конкретного проекта. С другой стороны, задача состоит и в том, чтобы показать эти особенности и рассказать об их влиянии на протекание физических процессов при авариях. Рассказ о различных проектах полезен и тем, что он даёт представления об истории развития ВВЭР и выявляет зримо тенденцию по повышению безопасности эксплуатации его оборудования.

Базируясь на основных документах МАГАТЭ по безопасности, отечественных проектных и эксплуатационных документах: «ТОБ» и «Технический регламент», – настоящее пособие использует и более специализированную литературу. К такой литературе следует отнести, в первую очередь, книги, входящие в сборник «Создание реакторных установок ВВЭР для АЭС», изданный главным конструктором ВВЭР-1000 ОКБ «Гидропресс» в 2004 г. [5], [6], [7], [8], [9]. В сборнике ОКБ «Гидропресс» наиболее полно изложены вопросы проектирования, эксплуатации и безопасности РУ с ВВЭР-1000, но и в них содержание носит преимущественно обзорный характер и не даёт читателю объяснения по многим техническим решениям и явлениям. Исключение из данного сборника, пожалуй, составляют две книги, посвященные экспериментальному и теплотехническому обоснованию теплотехнической надежности и ядерной и радиационной безопасности реактора ВВЭР ([7], [8]).

Конечно, в данном сборнике приведена подробная библиография по литературе и публикациям, посвященных реакторам ВВЭР-1000, в которых освещены самые разнообразные проблемы и явления, характерные для данного типа реактора. Из этой литературы можно почерпнуть много полезной информации, но цельной картины о наиболее важных моментах безопасности и эксплуатации

составить затруднительно. Наиболее близкой по духу и стилю изложения настоящему пособию можно считать книгу под названием «ВВЭР-1000: Физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность» [10], выпущенную коллективом ведущих специалистов атомной отрасли совсем недавно, в 2006 году.

К базовым источникам и документам по теме нашего пособия следует отнести и хорошо известные книги: «Аварийные переходные процессы на АЭС с ВВЭР» [11], «Эксплуатационные режимы водо-водяных реакторов ВВЭР» [12]. Они до сих пор являются настольными книгами для многих специалистов ВВЭР. Правда, в книге [12] основное внимание уделяется режимам нормальной эксплуатации и основным физическим и конструкционным особенностям реакторов ВВЭР. О пределах нормальной эксплуатации здесь говорится довольно скупно. В книге [11] большое внимание уделено аварийным режимам и методам их расчета, но многие из описанных методов уже устарели, и нет выделения особо опасных для ВВЭР ситуаций и рассмотрения их особенностей в зависимости от конкретного проекта РУ и типа топливной загрузки. Так же как и в [12], здесь очень немного говорится о пределах безопасной эксплуатации и факторах, их обуславливающих. Еще одним полезным источником по теме настоящего пособия может служить учебное пособие «Физические и конструкционные особенности ЯЭУ с ВВЭР», вышедшее в издательстве НИЯУ МИФИ в 2011 году [13]. Основные авторы данного пособия являются и авторами настоящего пособия. В нем, помимо всего прочего, рассказано об основных свойствах самозащищенности и саморегулирования ЯЭУ с ВВЭР и параметрах, по которым всегда можно судить об уровне безопасности ядерного объекта. Материалы упомянутого пособия могут являться хорошим введением к настоящему пособию.

В предлагаемых материалах главная задача дать обучаемым специалистам аргументацию по основным критериям и принципам безопасности РУ с ВВЭР-1000, выделить основные пределы безопасной эксплуатации РУ и объяснить их первопричину. Далее, выделить наиболее опасные аварийные ситуации, характерные для АЭС с ВВЭР-1000, которые действительно происходили или могут произойти в эксплуатационной практике, и дать объяснение тому, почему эти аварии являются опасными и как уменьшить последствия этих аварий. В настоящем курсе основное внимание уделяет-

ся повышению понятийного уровня специалистов и раскрывается физический смысл каждого обсуждаемого предела безопасной эксплуатации. В нем рассказывается о различных физических явлениях, характерных именно для реактора ВВЭР-1000, и о том, каким образом эти явления могут привести к ядерно-опасным ситуациям. По нашему мнению, материалы настоящего пособия являются наиболее предметными и полезными для студентов различных специальностей во время преддипломной практики, решивших идти работать на предприятия, связанные с исследованием, проектированием и изготовлением оборудования ЯЭУ с ВВЭР. А также это пособие крайне полезно для повышения квалификации специалистов атомной отрасли в начале или продолжении их производственной деятельности, включая старший оперативный персонал АЭС с ВВЭР.

В дополнение к основной задаче пособия читатель познакомится с вычислительно-информационными системами АЭС, которые обеспечивают контроль и наблюдение над параметрами, определяющими пределы безопасной эксплуатации. Познакомится с алгоритмами их работы, с точностью и надежностью измерений и обработки результатов этих измерений. Также даются сведения о методологии расчетного обоснования ядерной и теплотехнической безопасности РУ с ВВЭР-1000 и об основных расчетных кодах, используемых в расчетной поддержке эксплуатации ВВЭР-1000.

Естественно, что даже существенным образом сузив наши материалы по безопасности ЯЭУ, для большей конкретности и глубины проработки ограничимся рассмотрением вопросов безопасности только РУ, как наиболее опасного с точки зрения ядерной и радиационной безопасности звена в оборудовании АЭС. Тем не менее пособие начинается с 1-й главы, посвященной знакомству с общими целями и принципами обеспечения безопасности АЭС, которые изложены в международных и отечественных нормативных и регламентирующих документах. Изложенные в этих документах цели и принципы в полной мере относятся и к ЯЭУ с ВВЭР-1000. В них же приводятся общие термины и понятия, которые справедливы для всех АЭС независимо от типа реактора, и которые полезно знать, так как они часто используются в последующих материалах пособия. Содержание данной главы во многом взято из IV части работы [13] и перекликается с материалами 1-й главы учебного по-

собия по теме «Безопасность при эксплуатации атомных станций», выпущенной в МИФИ в 2007г.[14]. Начиная со 2-й главы, изложение вопросов безопасности касается исключительно РУ с реактором ВВЭР-1000. Другие реакторы могут быть упомянуты только для сопоставления их технических характеристик для выявления тех или иных преимуществ или недостатков ВВЭР-1000. При освещении вопросов безопасности РУ с ВВЭР-1000 выделим следующие темы.

Первая тема знакомит обучаемых специалистами с основными системами безопасности, предусмотренными проектом ВВЭР и основными принципами обоснования технической безопасности. Главная цель систем безопасности – обеспечить в аварийных ситуациях сохранение целостности основных барьеров безопасности: топлива, оболочки топлива, корпуса реактора и защитного купола энергоблока.

Вторая тема знакомит обучаемых специалистов с принципами обоснования технической безопасности АЭС с ВВЭР-1000 и с проектными режимами (включая тяжелые аварии), которые подлежат расчетному анализу при обосновании технической безопасности вновь пускаемого энергоблока. Главная цель расчетного обоснования технической безопасности – проверка в аварийных ситуациях при различных единичных отказах в работе оборудования, непревышения проектных пределов сохранения целостности основных защитных барьеров безопасности: топлива, оболочки топлива, корпуса реактора и защитного купола энергоблока.

Последняя тема посвящена основным задачам инженерной поддержки эксплуатации оборудования АЭС и, в первую очередь, реактора и активной зоны, вопросам расчетно-экспериментального и расчетного сопровождения эксплуатации РУ. Большая часть этих вопросов связана с определением лимитирующих значений параметров РУ, входящих в Технический регламент безопасной эксплуатации каждого блока АЭС с реактором ВВЭР.

Нужно обратить внимание еще на одну особенность настоящего пособия. В данном пособии сформулированы задания и упражнения, которые могут выполняться обучаемыми с использованием компьютерного анализатора режимов реакторного отделения АЭС с ВВЭР-1000, в котором предусмотрена возможность демонстрации различных явлений, характерных для ВВЭР-1000, и имеется

набор учебных задач для лабораторного практикума. В нем возможны моделирование разнообразных аварийных ситуаций, показ различных способов управления в переходных режимах, различных стратегий использования топлива. Также на анализаторе возможно изучение пределов нормальной эксплуатации, и чем грозит их превышение оборудованию РУ. Возможно моделирование аварий с множественными отказами оборудования с рассмотрением их последствий на целостность основных барьеров безопасности. Такое рассмотрение позволяет оценить всю глубину проработанности основного проектного принципа безопасности – самозащищённости и саморегулирования РУ.

При изложении материалов настоящего учебного пособия трудно было избежать некоторых повторов, взятых из содержания пособия «Физические и конструкционные особенности ЯЭУ с ВВЭР», поскольку темы данных пособий по некоторым аспектам пересекаются. Авторы заранее просят у читателя извинений за эти повторы.

При подготовке материалов для данного пособия неоценимую помощь оказали наши коллеги по Научно-исследовательской лаборатории (НИЛ) «Тренажерные системы обучения» (ТСО) МИФИ С.А. Мищерин, В.Г. Зимин, В.П. Страшных, И.А. Галкин и работники ЯФЛ Калининской АЭС Л.Н. Богачек, В.Ф. Бай и В.М. Чапаев. Большую помощь при написании пособия оказали консультации и советы со стороны заместителя заведующего кафедрой № 2 МИФИ С.А. Королёва и заведующего НИЛ ТСО В.А. Чернакова. Авторы пособия выражают большую благодарность всем коллегам, оказавшим помощь и поддержку в нашей работе над пособием. Отдельную благодарность хотелось бы выразить рецензенту нашей работы С.Т. Лескину за конструктивную критику и замечания, которые сделали пособие более точным в деталях и более стройным в изложении основной тематической линии.

Глава 1. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС

Введение

Прежде чем перейти к рассмотрению вопросов безопасности ЯЭУ с реактором ВВЭР-1000 познакомимся с основными целями и принципами обеспечения безопасности АЭС независимо от типа реактора. Здесь приведен перечень международных и отечественных документов, регламентирующих основные цели обеспечения безопасности АЭС и принципы их достижения. Сформулированы основные цели и принципы обеспечения безопасности. Кратко даны основные положения этих документов. Содержание данной главы во многом взято из IV части работы [13].

Современная философия обеспечения безопасности АЭС была сформулирована и раскрыта в ряде документов МАГАТЭ, разработанных специальной Международной консультативной группой по ядерной безопасности (INSAG). В частности, основополагающими документами по безопасности являются: «Основные принципы безопасности атомных электростанций» (INSAG-3) [1] и «Культура безопасности» (INSAG-4) [2], а также ОПБ-88/97 [3].

Центральным понятием теории безопасности является понятие *безопасности АЭС*. Под безопасностью АЭС понимается свойство АЭС ограничивать радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду установленными пределами как при нормальной эксплуатации, так и в случае аварий.

1.1. Цели и принципы безопасности

Международным сообществом были сформулированы цели и принципы безопасности [1],[2]. При этом цели провозглашают, что должно быть достигнуто, а принципы – как должны быть реализованы эти цели.

Общая цель ядерной безопасности – защитить отдельных лиц, общество и окружающую среду, создавая и поддерживая на АЭС эффективные защитные меры от радиологической опасности (снижение риска). Дополнительно формулируются цели, интерпретирующие эту общую цель:

цель радиационной защиты – обеспечение разумно достижимо-го низкого уровня дозы облучения на АЭС при нормальной эксплуатации, в результате любого выброса радиоактивных веществ и в результате аварий;

техническая цель безопасности – предотвращение проектных аварий и ослабление последствий проектных и запроектных аварий, необходимость контроля развития и последствий таких аварий.

Эти цели должны достигаться на всех этапах жизненного цикла АЭС: проектирования, изготовления оборудования и строительства, ввода в эксплуатацию, собственно эксплуатации и снятия с эксплуатации. На всех этапах этого цикла деятельность, направленная на обеспечение безопасности, является определяющей. Кроме того, необходимо уделять внимание обеспечению качества проектирования, строительства, эксплуатации. В настоящих материалах основное внимание уделено обеспечению целей безопасности на этапе проектирования и эксплуатации.

На этапе *проектирования* АЭС закладываются основы безопасной эксплуатации АЭС. Следовательно, главной задачей на этом этапе является учет в проекте станции требований, принципов и норм безопасности, применение систем безопасности и проектных решений, обеспечивающих внутреннюю самозащищенность и внутреннюю безопасность реакторной установки. Данной теме посвящены главы 2 и 3 настоящего пособия.

При *изготовлении оборудования и строительстве* АЭС основными задачами по безопасности являются применение апробированных технологий, соблюдение проектных требований и требований специальной нормативно-технической документации. Особое внимание на этом этапе должно уделяться качеству выполнения работ. В нашем пособии данная тема не будет рассматриваться.

При *вводе в эксплуатацию* безопасность обеспечивается качественной наладкой и функциональными испытаниями смонтированного оборудования и систем для подтверждения их соответствия требованиям проекта.

На этапе *эксплуатации* основной задачей является проведение работ в соответствии с технологическим регламентом, инструкциями по эксплуатации и другими регламентирующими документами. При этом должен быть обеспечен необходимый уровень подго-

товки персонала и организации работ. Конкретные задачи на этом этапе зависят от режимов эксплуатации.

В режимах нормальной эксплуатации основной задачей является сведение к минимуму радиоактивных выбросов, соответствующих нормальной эксплуатации, обеспечение правильного функционирования систем и оборудования, а также предупреждение отказов и аварий.

При возникновении отказов и инцидентов основной задачей является предотвращение их перерастания в проектные аварии за счет следования соответствующим инструкциям и контроля над параметрами, важными для безопасности.

При возникновении проектных аварий основной задачей является предотвращение их перерастания в запроектные аварии за счет следования соответствующим инструкциям и процедурам по управлению и ликвидации аварий. При этом должен быть обеспечен контроль над правильностью функционирования систем безопасности.

При возникновении запроектных аварий задачей являетсявести к минимуму воздействия радиации на персонал, население и окружающую среду. Средством достижения этой цели является реализация планов мероприятий по защите персонала и населения. А также следование инструкциям и руководствам по управлению запроектными авариями.

На этапе снятия с эксплуатации задачей безопасности является, во-первых, выполнение мероприятий по захоронению радиоактивных продуктов на длительный срок, а во-вторых, выполнение мероприятий по надзору за безопасностью при выполнении демонтажа оборудования. В нашем пособии данную тему также не будем затрагивать.

Международным сообществом формулируются 12 фундаментальных принципов безопасности (табл. 1.1). *Фундаментальные принципы* обеспечения безопасности АЭС специалисты МАГАТЭ группируют следующим образом: ответственность управления, эшелонированная защита и технические принципы. Внутри каждой из этих трех групп они делятся на конкретные принципы.

Таблица 1.1

Цели и принципы безопасности INSAG для атомных станций

Цели	Общая цель ядерной безопасности	Цель радиационной защиты	Техническая цель безопасности		
			Цель радиационной защиты	Нормативное регулирование и независимая проверка	
Принципы ответственности управления	Культура безопасности	Ответственность эксплуатирующей организации			
Принципы глубокоэшелонированной защиты	Глубокоэшелонированная защита	Предотвращение аварий	Ослабление аварий		
Общие технические принципы	Апробированная инженерно-техническая практика	Обеспечение качества	Человеческий фактор	Оценка и проверка безопасности	Опыт эксплуатации и исследования по безопасности
			Пусконаладочные работы	Эксплуатация	Радиационная защита
Конкретные принципы	Выбор площадки	Изготовление и строительство		Управление аварией	Аварийная готовность
	Проект				

1.2. Принципы ответственности управления

В рамках этой группы принципов наиболее существенными для настоящих материалов являются принципы «культура безопасности» и «обеспечение нормативного регулирования и проверки всей деятельности, связанной с безопасностью». Культуре безопасности будет посвящен отдельный раздел. Здесь же остановимся на влиянии нормативного регулирования на безопасность.

Считается, что сами цели и принципы INSAG не являются (пока) нормативными требованиями, однако национальные нормативные документы по безопасности должны отражать эти цели и принципы безопасности в виде конкретных требований.

Основным национальным документом в России является Закон «Об использовании атомной энергии» [16.]. Кроме этого закона в разное время разработаны и введены в действие нормативные документы для атомной энергетики (серия «Правила и нормы в атомной энергетике» – ПНАЭ), при разработке которых были учтены опыт эксплуатации АЭС, результаты анализа аварий и инцидентов, исследования по вероятностному анализу безопасности. Существует связь между нормативными документами для атомной энергетики России и основными принципами безопасности, представленная на рис 1.1.



Рис. 1.1. Связь нормативной документации, принципов безопасности с предотвращением и ослаблением аварий

Документ «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» (ОПБ-88) [3] является документом высшего уровня.

В нем определены основные цели, критерии и принципы безопасности АЭС, на основе которых разработаны специальные нормы и правила следующих уровней нормативно-технической документации. Рекомендации документов INSAG-3, INSAG-4 и других документов МАГАТЭ также учтены в ОПБ-88. Нормативное регулирование влияет на предотвращение аварий и инцидентов и ограничение их последствий через реализацию основных принципов безопасности [1].

1.3. Принципы глубокоэшелонированной защиты

Принципы глубокоэшелонированной защиты занимают особое место (иногда их называют даже стратегией), поскольку они лежат в основе всей технологии безопасности АЭС. Реализация этих принципов приводит к необходимости построения специальных систем для обеспечения безопасности.

Для компенсации потенциальных ошибок человека или механических отказов реализуется глубокоэшелонированная защита, опирающаяся на уровни защиты и включающая последовательность барьеров на пути выхода радиоактивных веществ в окружающую среду. Эта концепция включает защиту барьеров для предотвращения повреждения станции и самих барьеров, а также дальнейшую защиту населения и окружающей среды от ущерба, если барьеры окажутся не вполне эффективными. Вся деятельность по безопасности осуществляется на основе многократно перекрывающихся мер, чтобы в случае отказа можно было принять компенсирующие или корректирующие меры и предотвратить ущерб для отдельных лиц или населения. Главной особенностью принципа глубокоэшелонированной защиты является идея многочисленных уровней защиты, включая:

- установление последовательных физических барьеров на пути распространения радиоактивных продуктов в окружающую среду;
- заблаговременное определение технических и административных мероприятий по сохранению целостности и эффективности этих барьеров;

- заблаговременное определение мероприятий по защите персонала, населения и окружающей среды в случае разрушения барьеров.

Принцип глубокоэшелонированной защиты обеспечивает ограничение в рамках каждого уровня (эшелона) последствий вероятных отказов технических средств и ошибок персонала и гарантирует, что единичный отказ технических средств или ошибка персонала не приведут к опасным последствиям. В случае множественных отказов технических средств и/или ошибок персонала применение этого принципа снижает вероятность отрицательного воздействия радиации на персонал, население и окружающую среду.

В основе данного принципа лежит установление последовательных физических барьеров, обеспечивающих надежное удержание радиоактивных веществ в заданных объемах или границах сооружений АЭС. Выше в тексте, при описании систем многократно упоминались барьеры безопасности, поэтому здесь целесообразно рассмотреть эти понятия более последовательно.

Система барьеров на пути распространения радиоактивности в окружающую среду включает:

- топливную матрицу;
- оболочки тепловыделяющих элементов;
- границы контура теплоносителя (первого);
- герметичное ограждение локализирующих систем безопасности (например, защитная оболочка).

Каждый физический барьер проектируется и изготавливается с учетом специальных норм и правил для обеспечения его повышенной надежности. Количество барьеров между радиоактивными продуктами и окружающей средой, а также их характеристики определяются в проектах АЭС. В процессе эксплуатации состояние физических барьеров контролируется как прямыми методами (например, визуальный контроль тепловыделяющих сборок перед их загрузкой в активную зону), так и косвенными (например, измерение активности теплоносителя и воздушной среды в объеме защитной оболочки). При обнаружении неэффективности или повреждения любого физического барьера АЭС останавливается для устранения причин и восстановления его работоспособности.

Использование глубокоэшелонированной защиты направлено на ограничение аварий и ослабление их последствий. Способы защи-

ты населения и окружающей среды от возможности и последствий аварий на АЭС зависят от возмущений, которые возникают при различных аномальных событиях. В табл. 1.2 приведены события и пути их развития в соответствии с их тяжестью. Классы событий начинаются с состояний нормальной эксплуатации (при которой не возникает никаких опасностей для станции). Более тяжелые возмущения могут быть связаны с третьей категорией сложных событий – проектными авариями. Для таких событий могут потребоваться инженерно-технические системы безопасности. Самыми серьезными на этой шкале являются запроектные аварии, для них требуются определенные действия по управлению запроектной аварией, которые могут ослабить их последствия. Стратегия действий, инструкции и руководства для персонала и целостность бабблеров могут зависеть от класса событий и их тяжести.

В 1-й строке табл. 1.2 выделены две категории стратегий для обеспечения безопасности АЭС: стратегия действий, направленных на предотвращение аварий, и стратегия действий для ослабления аварий, если они все-таки возникли. Первая стратегия затрагивает действия не только при нормальной эксплуатации и при частичных нарушениях нормальной эксплуатации, но и действия при проектной аварии, направленные на предотвращение перерастания проектной аварии в запроектную. Поэтому область действия первой стратегии распространяется и на проектные аварии, для которых предназначена стратегия ослабления аварий.

Для каких событий должна действовать стратегия предотвращения аварий? Она действует в полной мере для нормальной эксплуатации и для событий с частичными нарушениями в работе оборудования, и частично для проектных аварий, когда необходимы дополнительные средства и действия персонала АЭС по предотвращению перерастания проектной аварии в запроектную.

В 3-й строке указаны способы для реализации стратегии предотвращения аварий. Основным способом является нормальная эксплуатационная деятельность. Она включает в себя действия оперативного персонала и всех инженерных служб в соответствии с нормативными правилами и инструкциями технического регламента и различных руководств по эксплуатации и обеспечению безопасности оборудования АЭС (к примеру, «Руководство контролирующего физика на отечественных АЭС» и т.д.). В данной

Таблица 1.2

Представление принципов глубокоэшелонированной защиты

Предотвращение аварий			Ослабление аварий		
Стратегия	События	Нормальная эксплуатация	Ожидаемые эксплуатационные нарушения	Проектные аварии	Тяжелые запроектные аварии
	Способ удержания ситуации под контролем	Нормальная эксплуатационная деятельность		Удержание под контролем проектных аварий	Управление авариями
Руководства	Эксплуатационные инструкции		Противоаварийные эксплуатационные инструкции	Противоаварийные инструкции для кризисных ситуаций	
Средства ответных мер	Системы нормальной эксплуатации		Инженерно-технические средства безопасности	Специальные средства	
Состояние	Область разрешенных проектом диапазонов параметров по каждому барьеру безопасности		Повреждение топлива	Плавление топлива	Недопустимое плавление топлива
	Повреждение топлива				

строке есть пункт об удержании под контролем проектных аварий. Это означает, что с помощью оперативной системы контроля над параметрами реакторной установки можно узнать, не превышены ли предельные значения основных факторов безопасности, отвечающих за целостность барьеров безопасности: топлива, оболочки топлива, корпуса реактора (для ВВЭР), защитной оболочки и т.д. Превышение предельных значений лимитирующих факторов безопасности при протекании проектной аварии означает переход ко второй стратегии действий по обеспечению безопасности. В этом случае требуется управление аварией с целью уменьшения её последствий. Управление происходит в соответствии с противоаварийными инструкциями в кризисных ситуациях и, возможно, с внешним противоаварийным планом.

Все способы удержания ситуации под контролем реализуются по соответствующим руководствам: эксплуатационным и противоаварийным инструкциям, а также противоаварийным инструкциям в кризисных ситуациях. Все действия по обеспечению безопасности осуществляются с помощью системы нормальной эксплуатации и специальных инженерно-технических средств. В 4-й строке также указаны специальные проектные средства для запроектных аварий и внешний план, предусматривающий внешнее оборудование для ликвидации последствий запроектной аварии.

В последней строке указаны состояния оборудования по степени поврежденности.

Принцип глубокошелонированной защиты распространяется не только на элементы, оборудование и инженерно-технические системы, влияющие на безопасность АЭС, но и на деятельность человека (например, на организацию эксплуатации, административный контроль, подготовку и аттестацию персонала).

В концепции глубокошелонированной защиты можно выделить уровни защиты АЭС и связать их с физическими барьерами (рис 1.2).

Первым уровнем защиты являются качественно выполненный проект АЭС, в котором все проектные решения обоснованы и обладают определенной степенью консерватизма с точки зрения безопасности, и качество подготовки и квалификации эксплуатационного персонала. При ведении технологического процесса первый уровень защиты физических барьеров обеспечивается поддержани-

ем рабочих параметров АЭС в заданных проектных пределах, при которых барьеры не подвергаются угрозе повреждения. На эффективность первого уровня защиты существенное влияние оказывают свойства внутренней самозащитенности реакторной установки – свойства, определяющие устойчивость к опасным отклонениям параметров технологического процесса и способность к восстановлению параметров в пределах допустимых значений. О свойствах внутренней безопасности, как об основных проектных основах безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000, рассказано подробно во второй главе настоящего пособия. Понятие консервативности проектных решений и консервативного определения эксплуатационных параметров, определяющих пределы нормальной эксплуатации и пределы целостности физических барьеров безопасности, будет раскрыто в четвертой главе пособия.

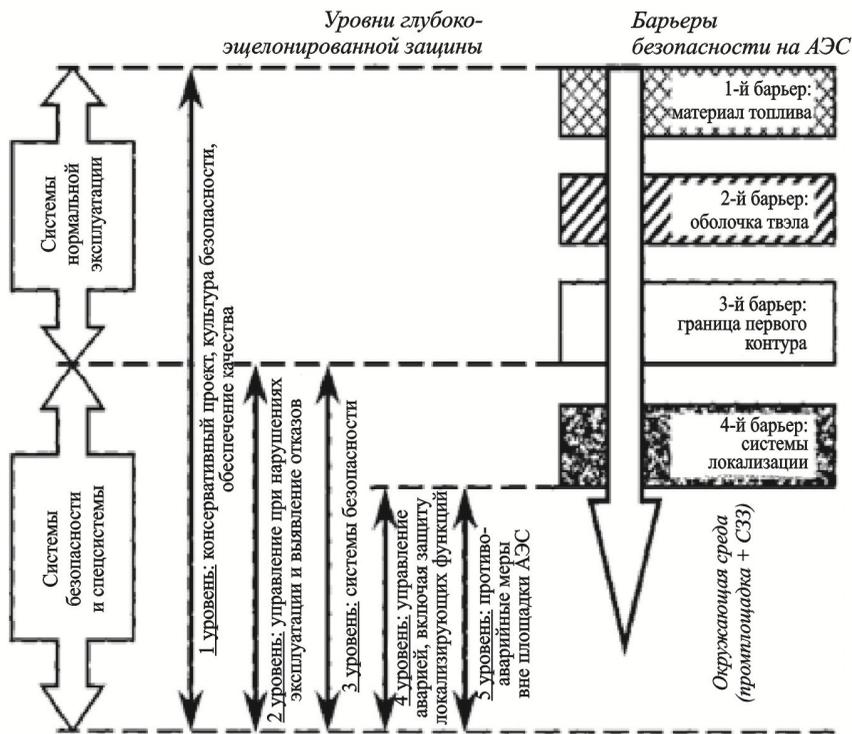


Рис. 1.2. Взаимодействие физических барьеров и уровней защиты в концепции глубокоэшелонированной защиты

Вторым уровнем защиты является обеспечение готовности оборудования и систем, важных для безопасности станции, путем выявления и устранения отказов. Важное значение на данном уровне защиты имеет правильное управление АЭС при возникновении отклонений от режимов нормальной эксплуатации и принятие персоналом своевременных мер по их устранению. Технически второй уровень обеспечивается надежным резервированием оборудования и систем для контроля состояния элементов и оборудования. Об этом для ЯЭУ с ВВЭР-1000 подробно рассказано в третьей главе настоящего пособия.

Третий уровень защиты направлен на предотвращение перерастания отклонений от режимов нормальной работы в проектные аварии, а проектных аварий – в тяжелые запроектные аварии, обеспечивается инженерными системами безопасности, предусматриваемыми в проекте станции. Основными задачами этого уровня защиты являются:

- аварийный останов реактора;
- обеспечение отвода тепла от активной зоны реактора с помощью специальных систем;
- локализация радиоактивных веществ в заданных проектом границах помещений или сооружений АЭС.

С задачами третьего уровня защиты мы часто будем встречаться в материалах настоящего пособия и на лабораторных занятиях по данной теме.

Четвертым уровнем защиты является управление авариями, обеспечивается заранее запланированными и отработанными мероприятиями по управлению ходом развития запроектных аварий. Эти мероприятия включают поддержание работоспособного состояния систем локализации радиоактивных веществ (в частности, защитной оболочки). В процессе управления запроектной аварией эксплуатационный персонал использует любые имеющиеся в исправном состоянии системы и технические средства, включая проектные системы безопасности и дополнительные технические средства и системы, специально предназначенные для управления тяжелыми авариями.

Последним, пятым уровнем защиты, являются противоаварийные меры вне площадок АЭС. Основная задача этого уровня – ослабление последствий аварий, т.е. уменьшение радиологического

воздействия на население и окружающую среду. Этот уровень защиты обеспечивается противоаварийными действиями на площадке АЭС и реализацией планов противоаварийных мероприятий на местности вокруг АЭС.

Таким образом, реализация принципа глубокоэшелонированной защиты позволяет достигать главной цели безопасности при эксплуатации – предотвращения отказов и аварий, а в случае их возникновения предусматривает средства по их преодолению и ограничению последствий аварий.

Анализ причин крупных аварий показал, что их протекание и последствия находились в прямой зависимости от правильности применения мероприятий, предусмотренных принципом глубокоэшелонированной защиты. Для того чтобы этот принцип был реализован и действовал в полной мере, необходимо обеспечить эффективность всех пяти уровней защиты в глубину. В наших материалах подробно освещаются обеспечения эффективности первых трех уровней защиты для ЯЭУ с ВВЭР-1000. Четвертый и пятый уровни защиты остаются за рамками настоящего пособия. В наших материалах мы будем затрагивать тему, связанную с этими уровнями защиты, постольку, поскольку она будет связана с темой, освещающей вопросы целостности физических барьеров безопасности в тяжелых авариях.

1.4. Конкретные принципы

Структура принципов безопасности завершается семью конкретными принципами. Пять из них следуют в порядке развития ядерного проекта, два последних отражают управление и ослабление последствий даже маловероятных тяжелых аварий.

При проектировании станции для обеспечения ее безопасности требуется принятие конкретных решений по техническим системам безопасности. Поскольку на современных станциях устанавливается достаточно большое количество разнообразных систем безопасности, то требуется внести ясность в конкретные цели и задачи их функционирования. Для этого среди всех функций безопасности, которые выполняют те или иные системы безопасности, выделены фундаментальные функции безопасности [1], [2]. Выполнение этих

функций позволяет обеспечить защиту от выброса и распространения радиоактивных веществ.

1.4.1. Фундаментальные функции безопасности

Для достижения основной цели безопасности – предотвращения выхода радиоактивных продуктов за пределы физических барьеров – выполняются три фундаментальные функции безопасности:

- контроль и управление реактивностью;
- охлаждение активной зоны реактора;
- локализация и надежное удержание радиоактивных веществ.

Эти функции в соответствии с принципом защиты в глубину закладываются на этапе проектирования АЭС. Основной задачей эксплуатации является выполнение этих фундаментальных функций *одновременно и постоянно*, т.е. во всех режимах, включая режимы останова энергоблока для перегрузки топлива.

В соответствии с рекомендациями МАГАТЭ [1] эти фундаментальные функции безопасности детализированы. Расширенный набор функций включает функции, необходимые для предотвращения аварийных ситуаций, и функции, необходимые для ограничения последствия аварийных ситуаций. Эти функции являются завершенными, чтобы с использованием структур, систем и компонентов, предназначенных для нормальной эксплуатации, препятствовать переходу (перерастанию) ожидаемых эксплуатационных случаев в условия для аварийных ситуаций или чтобы смягчить последствия наступивших аварийных ситуаций.

Контроль и управление реактивностью обеспечивается следующими действиями:

- обеспечением контроля реактивности в условиях нормальной эксплуатации внутри пределов безопасности;
- предотвращением недопустимых переходных процессов реактивности;
- остановкой реактора по мере необходимости, чтобы предотвратить перерастание ожидаемых эксплуатационных ситуаций в проектные аварии;
- остановкой реактора, чтобы смягчить и ограничить последствия аварийных ситуаций;

- удержанием реактора в состоянии безопасного останова после всех действий по останову цепной реакции.

Управление цепной реакцией деления обеспечивается с помощью системы управления и защиты реакторной установки, имеющей поглощающие стержни (управляющие стержни и стержни аварийной защиты). Кроме того, на реакторах типа ВВЭР для этой цели используется система борного регулирования, позволяющая изменять концентрацию борной кислоты в теплоносителе 1-го контура.

Для охлаждения активной зоны реактора необходимо:

- отводить тепло от активной зоны в процессе работы на мощности;
- отводить остаточное тепловыделение в соответствующих условиях нормальной эксплуатации и условиях проектных аварий с неповрежденной границей контура охлаждения реактора;
- поддерживать в работе достаточное количество оборудования охлаждения активной зоны в условиях нормальной эксплуатации и после любых проектных аварий;
- отводить тепло от активной зоны после частичного разрушения границы 1-го контура охлаждения реактора под давлением, чтобы ограничить повреждение топлива;
- передать тепло конечному теплоносителю от промежуточных теплоносителей, используемых для отвода тепла от активной зоны.

Конечному теплоносителю передается тепло, которое не преобразовано в электроэнергию или не использовано в других полезных целях (например, на отопление), в количестве, зависящем от коэффициента полезного действия АЭС.

Для локализации и надежного удержания радиоактивных продуктов необходимо:

поддерживать целостность оболочек топлива в активной зоне реактора;

поддерживать целостность границ 1-го контура теплоносителя;
ограничивать выброс радиоактивных материалов и минимизировать радиоактивное облучение населения и персонала.

Эта функция предусматривает как контроль нормальных эксплуатационных сбросов, так и ограничение случайных выбросов

радиоактивности, направлена на предотвращение выхода радиоактивных продуктов за пределы атомной станции. Для надежного удержания радиоактивных продуктов в активной зоне реактора большое внимание уделяется качеству изготовления оболочек твэлов. Но, несмотря на это, из-за большого количества твэлов в активной зоне некоторые из них могут потерять допустимый уровень герметичности даже в процессе нормальной эксплуатации АЭС. В случае аварии или при недостаточном охлаждении твэлы могут разрушиться от перегрева, и радиоактивные продукты попадут в пределы границ третьего физического барьера 1-го контура. При нарушении целостности 1-го контура попаданию радиоактивных продуктов в окружающую среду препятствует герметичная оболочка или специальные герметичные помещения, в которых разрежение поддерживается работой систем вентиляции.

1.4.2. Принцип единичного отказа

Среди основных принципов безопасности весьма важным является принцип единичного отказа или, как его часто именуют, критерий единичного отказа (см. рис.1.1).

Срабатывание и действие инженерно-технических систем безопасности должно быть высоконадежным. Такая надежность достигается правильным использованием отказобезопасных решений, защитой от отказов по общей причине, а также независимостью систем безопасности от технологических систем станции. Конструкция этих систем должна обеспечивать исключение потери функций, выполняемых системами безопасности, в результате отказа какого-то одного ее компонента. Это и есть критерий единичного отказа (для систем безопасности).

В соответствии с этим принципом, система безопасности должна выполнять свои функции при любом исходном событии и при независимом от исходного события отказе любого элемента этой системы. Согласно требованиям положений по безопасности, под единичным отказом понимают отказ одного из активных или пассивных элементов, имеющих механические движущиеся части, или одну независимую ошибку персонала. Для механических систем пассивным элементом считается тот, который не имеет движущихся частей и для работы которого не требуется работа других систем

или компонентов. Пассивный элемент включается в работу непосредственно от воздействия исходного события. Активным считается элемент, для работы которого требуется выполнить некоторые активные действия, например, включить электропитание на привод, подать сжатый воздух. В электрических системах все элементы считаются активными.

Практическое применение принципа единичного отказа обеспечивает:

- работу систем безопасности и систем, важных для безопасности, в случае возникновения единичного отказа оборудования или ошибки персонала;

- уменьшение риска отказа оборудования по общей причине.

На практике принцип единичного отказа реализуется путем резервирования. *Резервирование* предполагает применение двух или более аналогичных систем или независимых каналов одной системы, идентичных по своей структуре. При полной независимости этих систем или каналов их общая надежность пропорциональна их количеству. Наиболее ясным примером резервирования является система аварийного охлаждения активной зоны реактора АЭС с ВВЭР-1000, описание которой будет дано в главе 3. Система имеет трехкратное резервирование в типовом проекте и четырехкратное резервирование в зарубежном, причем каждая из входящих в нее подсистем может самостоятельно выполнить проектную функцию безопасности в полном объеме.

Для уменьшения вероятности отказов резервированных систем или их каналов по общей причине дополнительно применяются:

- физическое разделение систем;

- разнотипность применяемых систем и оборудования.

Физическое разделение систем обеспечивает устойчивость резервированных систем или их каналов к одновременному отказу по общей причине. Создание между системами или каналами физических барьеров (заблаговременным расположением огнеупорных перегородок, размещением оборудования в разных помещениях и т.п.) обеспечивает сохранение работоспособности остальных систем или каналов при повреждении одного из них при пожаре, повреждении летящими предметами или по другим причинам общего характера. Однотипные компоненты оборудования или каналы си-

системы разделяются физическими барьерами или просто расстоянием для исключения отказа по общей причине.

Разнотипность оборудования подразумевает применение разных по принципу действия систем, выполняющих одни и те же функции. Например, насос питательной воды парогенератора может иметь электрический и турбинный привод; арматура, выполняющая одну и ту же функцию, ручной, электрический и пневматический привод. Таким образом, в случае возникновения, например, события с полным обесточиванием энергоблока имеется возможность использовать оборудование, для работы которого не требуется электропитание. В случае возникновения отказов в работе механической системы аварийной защиты реактора типа ВВЭР ее функции могут быть выполнены увеличением концентрации борной кислоты в 1-м контуре до требуемого значения с помощью штатной системы ввода бора.

1.4.3. Системы безопасности

Как уже отмечалось, при нормальной эксплуатации атомные станции не представляют опасности для персонала, населения и окружающей среды. На безопасность АЭС могут влиять лишь аварийные ситуации и аварии. Поэтому при проектировании необходимо заблаговременное определение технических мер, направленных на предотвращение или ограничение последствий аварий, которые могут привести к серьезному повреждению тепловыделяющих элементов активной зоны реактора. Для этих целей используются специальные инженерно-технические системы безопасности, включающиеся в работу при нарушениях эксплуатации АЭС.

Системы безопасности по характеру выполняемых ими функций подразделяются на четыре группы:

защитные – служат для предотвращения или ограничения повреждения топливных матриц, оболочек твэлов и границ теплоносителя 1-го контура (т.е. корпуса реактора, трубопроводов и другого оборудования 1-го контура), защищают первые три физических барьера безопасности;

локализирующие – предназначены для предотвращения или ограничения распространения радиоактивных веществ при авариях на АЭС;

управляющие – приводят в действие другие системы безопасности и обеспечивают контроль и управление ими в процессе выполнения заданных функций;

обеспечивающие – предназначены для снабжения систем безопасности энергией и рабочей средой, создают необходимые условия для надежного функционирования систем безопасности.

Высокая надежность ввода в действие систем безопасности и их длительного функционирования достигается, как отмечалось выше, применением отказоустойчивых структур, наличием защиты от отказов по общей причине, исключением использования общих компонентов для систем нормальной эксплуатации и систем безопасности. Очень важно при этом, чтобы проектирование системы безопасности происходило с учетом принципа единичного отказа, что и делается на практике. Каждая система безопасности АЭС резервируется тремя (иногда четырьмя) независимыми системами или каналами одной системы, идентичными по своей структуре и способными полностью выполнить соответствующую данной системе функцию безопасности.

Но одно только резервирование не защищает от множественных отказов элементов или устройств безопасности по общим причинам, которые могут происходить вследствие возникновения внутренних событий (например, пожары, затопление, летящие предметы, образовавшиеся при разрывах сосудов и трубопроводов) или внешних (например, землетрясение, падение самолета). При возникновении таких событий могут быть выведены из строя одновременно несколько систем или каналов, резервирующих друг друга. Во избежание этого применяется физическое разделение каналов систем и разнотипное по принципу действия оборудование.

Для определения и подтверждения высокой надежности систем безопасности при проектировании используются вероятностные методы анализа их надежности и данные из опыта эксплуатации аналогичных систем, а также результаты испытаний. Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт систем безопасности производятся по специально разработанным инструкциям и регламентам.

Атомные станции должны быть безопасны не только при нормальных условиях эксплуатации, но и при возникновении аномальных явлений, которые могут быть вызваны как внешними, так

и внутренними событиями. Поэтому при разработке современных проектов АЭС учитываются и внешние и внутренние события. В качестве внешних событий рассматриваются такие: землетрясения; ветровые нагрузки (в том числе от ураганов и смерчей); наводнения; падения самолетов; взрывы промышленных объектов, расположенных вблизи площадок АЭС. В качестве внутренних событий рассматриваются: затопление помещений; разрывы трубопроводов и сосудов высокого давления; резкие перепады давления и летящие предметы внутреннего происхождения; пожары.

1.4.4. Безопасность при эксплуатации АЭС

В предыдущих разделах основное внимание было сосредоточено на обеспечении безопасности на стадиях обоснования и проектирования АЭС. Несколько в ином ключе рассматриваются проблемы обеспечения безопасности на этапе эксплуатации.

После завершения пусконаладочных работ и приемки АЭС в эксплуатацию начинается самый ответственный период жизненного цикла станции – период эксплуатации. Он характеризуется специфическими целями и задачами обеспечения безопасности, поскольку именно при эксплуатации станции осуществляется цепная реакция, в реакторе образуются радиоактивные вещества, представляющие собой непосредственный риск.

Цели обеспечения безопасности при эксплуатации:

- защита персонала, населения и окружающей среды;
- сведение к минимуму радиоактивных выбросов;
- предотвращение возникновения инцидентов и аварий.

При этом в аварийных ситуациях необходимо гарантировать, что для всех учтенных в проекте аварий (даже для тех, которые имеют очень низкую вероятность возникновения) радиологические последствия будут сведены к минимуму или в лучшем случае к непревышению предельных значений для здоровья населения, проживающего рядом с АЭС.

Соответственно, из указанных целей вытекают основные задачи по обеспечению безопасности при эксплуатации:

- соблюдение проектных пределов и условий эксплуатации;

- контроль над параметрами технологического процесса, характеристиками оборудования и систем для сохранения целостности физических барьеров безопасности;
- создание условий, обеспечивающих надежную работу систем и оборудования;
- предотвращение аварий и аварийных ситуаций на АЭС;
- эффективное управление авариями и ограничение их последствий.

Кроме того, в период эксплуатации станции также решаются задачи повышения уровня безопасности АЭС, формирования культуры безопасности.

На основании вышеупомянутых целей и задач административное руководство АЭС определяет политику в области безопасности при эксплуатации, которая лежит в основе всех решений, распоряжений и указаний.

Обеспечение безопасности АЭС тесно связано с решением основных производственных и экономических задач и никак не противоречит текущей работе станции. Предпринимаемые на АЭС меры по предотвращению аварий и отказов направлены одновременно на повышение коэффициента использования установленной мощности и экономической эффективности станции. Требования обеспечения безопасности, сформулированные в нормативно-технической документации для атомной энергетики, охватывают все виды деятельности по созданию и эксплуатации АЭС.

Предполагается, что в период эксплуатации достигнут и реализован на практике проектный уровень безопасности, тогда задачей промышленной эксплуатации является поддержание этого уровня.

С точки зрения основных задач эксплуатации очень важно установить соответствие режимов и пределов эксплуатации, действия технологических защит и блокировок и аварийных защит (рис. 1.3).

В проекте заложены определенные ограничения с точки зрения безопасности, и атомная станция должна эксплуатироваться в рамках этих ограничений:

пределов безопасной эксплуатации, установленных проектом значений параметров технологического процесса и характеристик состояния систем и оборудования, отклонение от которых может привести к аварии;

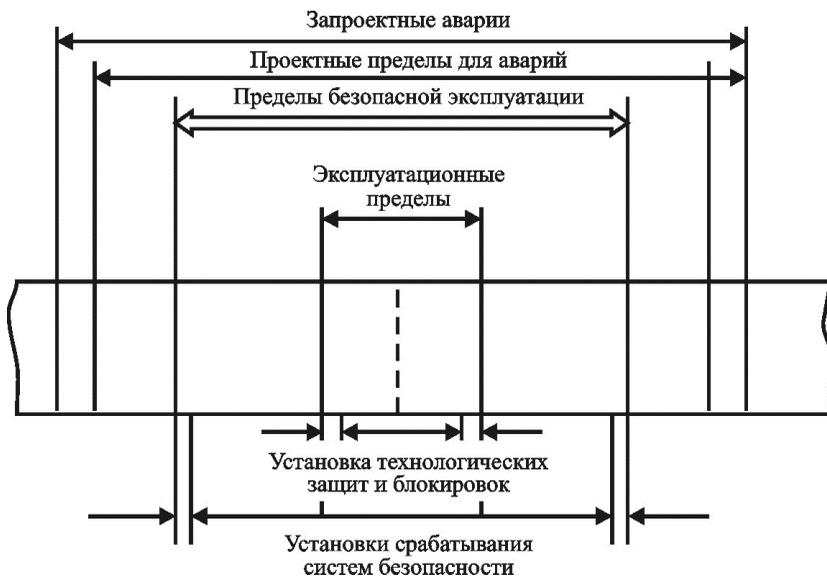


Рис. 1.3. Режимы и пределы эксплуатации АЭС

условий безопасной эксплуатации, установленных проектом минимальных требований к количеству систем и оборудования, важных для безопасности, состоянию их работоспособности, характеристикам и их техническому обслуживанию.

Регламент, утвержденный главным инженером АЭС, служит основным эксплуатационным документом, в котором определены:

- порядок выполнения технологических операций во всех режимах работы энергоблока АЭС;
- условия работы энергоблока на разных уровнях мощности и порядок изменения эксплуатационных состояний;
- требования к проведению периодических опробований и испытаний защитных устройств, оборудования и систем безопасности;
- требования, правила и основные приемы безопасной эксплуатации станции.

На основе технологического регламента эксплуатации и эксплуатационной документации разработчиков оборудования администрация АЭС разрабатывает инструкции по эксплуатации систем и оборудования, содержащие конкретные указания эксплуатацион-

ному персоналу по действиям в нормальных условиях эксплуатации (НУЭ), при нарушениях нормальных условий эксплуатации и в аварийных ситуациях.

При этом режимы эксплуатации определяются следующим образом. *Нормальная эксплуатация* – это эксплуатация АЭС в определенных проектом эксплуатационных пределах и условиях. *Нарушение условий нормальной эксплуатации* – это нарушение в работе АЭС, при котором произошло отклонение от установленных эксплуатационных пределов и условий. При этом могут быть нарушены и другие установленные проектом пределы и условия, включая пределы безопасной эксплуатации.

Структура основных регламентирующих документов по безопасной эксплуатации АЭС показана на рис.1.4.

Кроме того, в этих инструкциях содержатся:

- требования к условиям эксплуатации, порядку пуска, работы, останова систем и оборудования;



Рис. 1.4. Основные регламентирующие документы по безопасной эксплуатации АЭС

- перечень возможных неисправностей и действий по их устранению;
- требования к техническому обслуживанию (программа и регламент технического обслуживания и ремонта, графики проведения проверок, инспекций, испытаний и апробаций систем и оборудования).

На основе технологического регламента и технического обоснования безопасности реакторной установки и АЭС в целом администрация АЭС разрабатывает инструкции по ликвидации аварий. В этих инструкциях представлен порядок действий персонала по обеспечению безопасности при возникновении проектных и запроектных аварий.

Ядерно-опасные работы выполняются в соответствии с правилами ядерной безопасности по специальным программам и методикам, в которых указываются цели работ, технические и организационные меры по обеспечению ядерной безопасности, критерии и порядок контроля правильности проведения работ, а также руководители работ и контролирующие лица.

Технологический регламент, инструкции по эксплуатации систем и оборудования АЭС, инструкции по ликвидации аварий, эксплуатационная документация разработчиков и заводов-изготовителей, программы и графики проверок – испытаний, технического обслуживания систем и оборудования и другая документация являются нормативно-технической документацией станционного уровня. Они охватывают все виды эксплуатационной деятельности. Требования, представленные в них, обязательны для эксплуатационного персонала.

Любые выполняемые действия и принимаемые решения в процессе эксплуатации АЭС должны осознаваться с точки зрения их важности и последствий для безопасности. Эксплуатационная безопасность базируется на соблюдении принципов и требований безопасности, в первую очередь, принципа глубокоэшелонированной защиты при эксплуатации.

Для обеспечения глубокоэшелонированной защиты на этапе эксплуатации также используются пять уровней защиты (рис. 1.5):

1-й уровень – поддержание энергоблока АЭС в пределах (границах) нормальной эксплуатации;

2-й уровень – своевременное обнаружение отклонений от пределов и условий нормальной эксплуатации и предотвращение развития таких отклонений за допустимые эксплуатационные пределы;

3-й уровень – преодоление аварийных ситуаций в пределах безопасной эксплуатации;

4-й уровень – сохранение эффективности уцелевших при авариях физических барьеров безопасности мерами и средствами по управлению авариями в проектных пределах;



Рис. 1.5. Взаимосвязь уровней глубокоэшелонированной защиты и пределов безопасной эксплуатации АЭС

5-й уровень – принятие мер по защите населения и окружающей среды в случае возникновения тяжелых (запроектных) аварий пу-

тем реализации планов противоаварийных мероприятий по защите персонала и населения в районе размещения АЭС.

Многоуровневая глубокоэшелонированная защита при эксплуатации АЭС позволяет сохранить целостность и эффективность физических барьеров безопасности, предусмотренных проектом АЭС, во всех режимах нормальной эксплуатации и в аварийных ситуациях. При этом в систему глубокоэшелонированной защиты при эксплуатации входят также и действия, позволяющие свести к минимуму вероятность ошибок персонала (в частности, за счет надлежащей организации работ и контроля правильности выполнения операций).

В заключение данного раздела следует отметить, что поддержание необходимого уровня безопасности АЭС при эксплуатации обеспечивается главным образом за счет:

- соблюдения требований технологического регламента эксплуатации, инструкций и руководств по эксплуатации, проектных эксплуатационных пределов и условий безопасной работы АЭС;
- контроля готовности к работе оборудования и систем безопасности и важных для безопасности;
- своевременного и качественного технического обслуживания и ремонта оборудования, устройств и элементов, позволяющих поддерживать заданный проектом технический уровень надежности оборудования и систем АЭС;
- качественной подготовки и переподготовки эксплуатационного персонала;
- реализации программы обеспечения качества при эксплуатации;
- создания в коллективах АЭС благоприятной рабочей атмосферы, в которой развиваются и проявляются навыки культуры безопасности.

1.4.5. Классификация систем АЭС по влиянию на безопасность

В положениях по безопасности [16], [17] определены четыре класса элементов и систем по влиянию на безопасность АЭС:

- класс 1: твэлы и элементы АЭС, отказы которых являются исходными событиями, приводящими при проектном функционировании систем безопасности к повреждению твэлов с превышением установленных для проектных аварий пределов;
- класс 2: элементы АЭС, отказы которых являются исходными событиями, приводящими к повреждению твэлов в пределах, установленных для проектных аварий, при проектном функционировании систем безопасности с учетом нормируемого для проектных аварий количества отказов в них; элементы систем безопасности, отказы которых приводят к невыполнению этими системами своих функций;
- класс 3: системы, важные для безопасности, не вошедшие в классы 1 и 2; элементы, содержащие радиоактивные вещества, выход которых в окружающую среду (включая производственные помещения АЭС) при отказах превышает санитарные нормы; элементы, выполняющие контрольные функции радиологической защиты персонала и населения;
- класс 4: элементы нормальной эксплуатации, не влияющие на безопасность и не вошедшие в классы 1-3.

К элементам и системам, важным для безопасности, относят элементы и системы нормальной эксплуатации, отказы которых приводят к исходным событиям, которые нарушают нормальную эксплуатацию АЭС и могут привести к проектным и запроектным авариям, а также элементы и системы безопасности. Если какой-либо элемент одновременно содержит признаки разных классов, то он должен быть отнесен к более высокому классу безопасности.

Классы безопасности назначаются разработчиками реакторной установки, систем, важных для безопасности, и генеральным проектировщиком в соответствии с требованиями ОПБ-88.

Требования к качеству элементов АЭС, отнесенных к классам 1-3, и его обеспечению устанавливаются в действующих в области ядерной энергетики специальных нормативных документах. При этом более высокому классу безопасности должны соответствовать более высокие требования к качеству его обеспечения. К элементам, отнесенным к классу 4 безопасности, предъявляются требования общепромышленных норм и правил, кроме некоторых особых случаев.

Классификация по безопасности элементов и систем АЭС с ВВЭР-1000 приведена в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Классификация оборудования реакторной установки ВВЭР-1000

Класс (группа)	Элементы и оборудование
1(А)	Твэлы, корпус реактора
2(В)	Главный циркуляционный контур (ГЦК), включая главные циркуляционные насосы (ГЦН), компенсатор давления, парогенератор (ПГ), трубопровод
	Система управления и защиты
	Система компенсации давления теплоносителя реактора, включая систему разгрузки
	Системы водоочистки, работающие под полным давлением ГЦК, расположенные в герметичной оболочке
	Системы аварийной подачи питательной воды в ПГ
	Система аварийного охлаждения активной зоны реактора высокого давления
	Паропроводы от ПГ до запорных и предохранительных клапанов ПГ, устанавливаемых на паропроводы (включая эти клапаны)
	Система питательной воды от ПГ до первой запорной арматуры (включая ее) после клапана, регулирующего уровень в ПГ
	Система питательной воды деаэрагора до первой запорной арматуры перед регулятором уровня в ПГ
3(С)	Система деаэрации питательной воды
	Системы расхолаживания байпасной очистки, непосредственно неподключенные к ГЦК

Вопрос классификации систем по степени влияния на безопасность достаточно близок к вопросу классификации элементов АЭС по степени сейсмостойкости [18]. В этих классификациях используется шкала сейсмической интенсивности Медведева–

Шпонхойера–Карника, называемая MSK-64. С точки зрения проектов землетрясения подразделяются на проектное землетрясение (ПЗ) и максимальное расчетное землетрясение (МРЗ).

Проектное землетрясение – это землетрясение максимальной интенсивности на площадке АЭС с повторяемостью один раз в 1000 лет. Максимальное расчетное землетрясение – землетрясение максимальной интенсивности на площадке АЭС с повторяемостью один раз в 10 000 лет.

К категории I сейсмостойкости относятся:

- элементы АЭС классов безопасности 1 и 2;
- системы безопасности;
- системы нормальной эксплуатации и их элементы, отказ которых при сейсмических воздействиях до МРЗ включительно может привести к выходу радиоактивных веществ в производственные помещения АЭС и окружающую среду в количествах, превышающих установленные действующими нормами радиационной безопасности для проектной аварии;
- здания, сооружения и их основания, оборудование и их элементы, механическое повреждение которых при сейсмических воздействиях до МРЗ включительно из-за силового или температурного воздействия на вышеупомянутые элементы и системы может привести к их отказу в работе;
- прочие системы и элементы, отнесение которых к категории I сейсмостойкости обосновано в проекте и одобрено в установленном порядке.

Ко II категории сейсмостойкости должны быть отнесены системы АЭС и их элементы (не вошедшие в категорию I), нарушение работы которых в отдельности или в совокупности с другими системами и элементами может повлечь перерыв в выработке электроэнергии и тепла, а также системы и элементы класса безопасности 3, которые не отнесены к категории I сейсмостойкости.

К категории III сейсмостойкости должны быть отнесены все остальные здания, сооружения и их основания, конструкции, оборудование и их элементы, не отнесенные к категориям сейсмостойкости I и II.

1.4.6. Аварийные ситуации на АЭС

Несмотря на все предусмотренные меры, направленные на предотвращение аварий, во время эксплуатации АЭС не исключена вероятность их возникновения. По этой причине проектом АЭС предусмотрены специальные средства и системы, позволяющие прекратить развитие аварий или уменьшить их последствия. Технические средства управления и ликвидации аварий дополняются соответствующими административными и организационными мероприятиями.

Поэтому важным понятием теории безопасности АЭС является *аварийная ситуация* – это нештатная ситуация, при которой возникает непосредственная угроза радиационной или ядерной аварии. Она характеризуется значительным повышением психофизиологической нагрузки на персонал АЭС, ухудшением характеристик устойчивости и управляемости, достижением или превышением пределов и (или) условий безопасной эксплуатации АЭС.

Условия безопасной эксплуатации АЭС – это установленные проектом минимальные условия по количеству, характеристикам, работоспособности и технического обслуживания элементов и систем, важных для безопасности, при которых обеспечивается соблюдение пределов безопасной эксплуатации и (или) критериев безопасности.

Авария – это нарушение эксплуатации АЭС, при котором произошел выход радиоактивных продуктов и (или) ионизирующих излучений за предусмотренные проектом для нормальной эксплуатации границы в количествах, превышающих установленные пределы безопасной эксплуатации [16], [17]. Аварии на АЭС характеризуются исходными событиями, путями протекания и конечными состояниями, которые определяют последствия аварий. Необходимо отметить, что авария – событие случайное, оно может произойти или не произойти, поэтому для описания закономерностей возникновения аварий должен применяться как детерминистический подход, так и вероятностный математический аппарат.

Аварии в ядерной технологии принято классифицировать на радиационные, ядерные, технические, проектные и запроектные.

Перечень понятий и терминов по безопасности, а также их определение приведены в табл. 1.4.

Понятия и термины теории безопасности

Термин	Определение
Авария	Событие, связанное с нарушением пределов безопасной эксплуатации АЭС
Радиационная авария	Событие, характеризующее нарушение пределов безопасной эксплуатации, при котором произошел выход радиоактивных продуктов и (или) ионизирующих излучений за предусмотренные границы в количествах, превышающих установленные для нормальной эксплуатации значения, требующие прекращения эксплуатации АЭС
Техническая авария	Событие, характеризующее потерю прочности оборудования и трубопроводов, отказы которых могут привести к нарушению отвода тепла от активной зоны реактора и способности удерживать в герметичной зоне выделившиеся радиоактивные вещества
Проектная авария	Событие, для которого проектом определены исходные события и конечные состояния и предусмотрены системы безопасности, обеспечивающие ограничение его последствий установленными для таких аварий пределами
Ядерная авария	Событие, характеризующее повреждения твэлов, превышающие установленные пределы безопасной эксплуатации, и (или) облучение персонала, превышающее допустимое для нормальной эксплуатации, вызванное: <ul style="list-style-type: none"> • нарушением контроля и управления цепной ядерной реакцией деления в активной зоне реактора; • образованием критической массы при перегрузке, транспортировке и хранении твэл или при авариях, приводящих к образованию критической массы в самом реакторе; • нарушением теплоотвода от твэлов
Запроектная авария	Событие с наиболее тяжелыми повреждениями или расплавлением активной зоны, вызванное не учитываемыми для проектных аварий исходными событиями или сопровождающееся дополнительными по сравнению с проектными авариями отказами системы безопасности сверх единичного отказа и реализацией ошибочных решений персонала
Максимальная проектная авария (МПА)	Событие с наиболее тяжелым исходным событием, устанавливаемым для каждого типа реактора. Для ЯЭУ с ВВЭР-1000 такой аварией является двойной разрыв полным сечением трубопровода на горячей или холодной петле главного циркуляционного контура

Термин	Определение
Гипотетическая авария	Событие, для которого проектом не предусмотрены технические меры, обеспечивающие безопасность АЭС
Максимальная гипотетическая авария	Событие, характеризующееся максимально возможным выбросом радиоактивных веществ в окружающую среду при расплавлении активной зоны и разрушении локализирующих систем
Безопасность:	Свойство АЭС ограничивать радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду установленными пределами при нормальной эксплуатации и авариях
Ядерная безопасность	Свойство АЭС исключать возможность возникновения ядерных аварий техническими и организационными мероприятиями
Радиационная безопасность	Свойство АЭС исключать техническими и организационными мероприятиями возможность возникновения радиационных аварий
Техническая безопасность	Свойство АЭС, характеризующее прочность оборудования, трубопроводов и сосудов высокого давления, отказы которых могут привести к нарушению отвода тепла от активной зоны реактора, а также способность удерживать в герметичной зоне энергоблока выделившиеся при указанных отказах радиоактивные вещества
Системы:	
Системы нормальной эксплуатации	Системы, предназначенные для осуществления нормальной эксплуатации
Системы безопасности	Системы (элементы), предназначенные для выполнения функций безопасности
Системы, важные для безопасности	Системы и элементы безопасности, а также системы нормальной эксплуатации, отказы которых нарушают проектную эксплуатацию АЭС и могут приводить к проектным и запроектным авариям
Системы контроля и управления	Системы, предназначенные для контроля и управления системами нормальной эксплуатации
Исходное событие	Единичный отказ в системах АЭС, внешнее событие, ошибочное действие персонала, которые приводят к нарушению нормальной эксплуатации и могут привести к нарушению пределов и (или) условий безопасной эксплуатации ядерной энергетической установки. Исходное событие включает все зависимые отказы, являющиеся его следствием

Термин	Определение
Авария	Событие, связанное с нарушением пределов безопасной эксплуатации АЭС
Отказ по общей причине	Событие, характеризующееся отказом важных для безопасности элементов и систем, возникающее вследствие одного отказа, ошибки персонала, внутреннего или внешнего воздействия
Ситуация:	
Штатная ситуация	Состояние элементов и систем АЭС, характеризующееся принадлежностью к проектной программе функционирования
Нештатная ситуация	Состояние элементов и систем АЭС, характеризующееся отклонением от проектной программы функционирования в результате возникновения отказов и ошибок персонала
Аварийная ситуация	Нештатная ситуация, характеризующаяся нарушением пределов и (или) условий безопасной эксплуатации, не перешедшая в аварию
Пределы безопасной эксплуатации:	Установленные проектом значения параметров технологического процесса, отклонения от которых могут привести к аварии
Пределы эксплуатации	Значения параметров и характеристик состояния элементов, систем и АЭС, заданные проектом для нормальной эксплуатации
Проектные пределы	Значения параметров и характеристик состояния элементов, систем и АЭС, установленные в проекте для нормальной эксплуатации, аварийных ситуаций и аварий
Конечное состояние	Состояние АЭС, которое установилось после аварии и при котором состояние элементов в системе контролируется
Консервативный подход	Подход к анализу аварии, при котором для характеристик и параметров принимаются пределы и значения, заведомо приводящие к более неблагоприятным результатам
Культура безопасности	Квалификация и психологическая подготовленность всех лиц, при которой обеспечение безопасности АЭС является приоритетной целью и внутренней потребностью, приводящей к самосознанию ответственности и к самоконтролю при выполнении всех работ, влияющих на безопасность

Часть из указанных терминов конкретизирована в нормативных документах.

В качестве *пределов безопасной эксплуатации* при оценке уровня повреждения твэлов для российских АЭС с ВВЭР приняты следующие:

- количество твэлов с газовой неплотностью не более 1 %,
- макропоры с прямым контактом топлива с теплоносителем не более 0, 1%.

На сегодня в качестве размера повреждения твэла, позволяющего считать, что имеется прямой контакт топлива с теплоносителем, принят эквивалентный диаметр отверстия в оболочке более 50 мкм. Дефекты оболочек с размерами 10–50 мкм считаются дефектами с газовой неплотностью.

Анализ аварий и инцидентов при эксплуатации АЭС, выявление их причин и оценка их влияния на безопасность представляет большой интерес не только для специалистов, но и для широкой общественности. Поэтому для оценки ядерных инцидентов и событий на российских АЭС используется Международная шкала ядерных событий (табл. 1.5).

Таблица 1.5

Международная шкала ядерных событий

Критерии оценки безопасности			
	Последствия вне площадки АЭС	Последствия на площадке АЭС	Деградация глубоко-эшелонированной защиты
АВАРИИ			
7.Тяжелая авария	Крупный выброс: тяжелые последствия для здоровья населения и окружающей среды	Крупный выброс: тяжелые последствия для здоровья персонала АЭС, возможно с летальными исходами, разрушение активной зоны и всех барьеров безопасности	Все уровни и физические барьеры безопасности отсутствуют
6.Серьёзная авария	Значительный выброс: требуется полномасштабное применение плановых мероприятий по восстановлению	Крупный выброс: тяжелые последствия для здоровья персонала АЭС, возможно с летальным исходом, разрушение активной зоны и всех барьеров безопасности	Все уровни и физические барьеры безопасности отсутствуют

Критерии оценки безопасности			
	Последствия вне площадки АЭС	Последствия на площадке АЭС	Деградация глубоко-эшелонированной защиты
АВАРИИ			
5.С риском для окружающей среды	Ограниченный выброс: требуется частичное применение плановых мероприятий по восстановлению	Крупный выброс: тяжелые последствия для здоровья персонала АЭС, возможно с летальным исходом, тяжелое повреждение активной зоны и физических барьеров	Все уровни и физические барьеры безопасности отсутствуют
4.Без значительного риска для окружающей среды	Минимальный выброс: облучение населения в пределах допустимого	Серьезное повреждение активной зоны и физических барьеров, облучение персонала с летальным исходом	Все уровни и физические барьеры безопасности отсутствуют
ИНЦИДЕНТЫ			
3.Серьезный инцидент	Пренебрежительно малый выброс: облучение населения ниже допустимого предела	Серьезное распространение радиоактивности: облучение персонала с серьезными последствиями	Практически авария: все уровни и барьеры безопасности отсутствуют
2.Инцидент	Нет выброса радиоактивности	Значительное распространение радиоактивности и облучение персонала за пределами допустимого	Инцидент с серьезными отказами в средствах обеспечения безопасности
1.Аномальная ситуация	Нет выброса радиоактивности	Нет выброса радиоактивности	Аномальная ситуация, выходящая за допустимые пределы нормальной эксплуатации
ОТКЛОНЕНИЕ			
0. Событие с отклонением ниже шкалы	Отсутствует значимость с точки зрения безопасности		
0. Событие вне шкалы	Нет связи со шкалой событий		

Международная шкала ядерных событий является средством для оперативного информирования общественности с точки зрения ядерной безопасности о значимости событий, происходящих на ядерных установках и объектах. Реально характеризуя события, шкала может облегчить взаимопонимание между ядерным сообществом (специалистами атомной промышленности), средствами массовой информации и общественностью. Она разработана международной группой экспертов, созданной совместно Международным агентством по атомной энергии и Агентством по ядерной энергии (АЯЭ) Организации экономического сотрудничества и развития.

События классифицируются по семи уровням. Нижние уровни (3-1) называются инцидентами (происшествиями), а верхние (7-4) - авариями. События, несущественные с точки зрения безопасности, классифицируются уровнем 0 (ниже шкалы) и называются отклонениями. События, не связанные с безопасностью, определяются как выходящие за рамки шкалы. Более подробно каждый критерий описан в специальном руководстве пользователя.

1.4.7. Человеческий фактор в обеспечении безопасности

В общих технических принципах безопасности [19] выделен человеческий фактор. Одним из основных компонентов в этом факторе является подготовка персонала.

Еще на этапе строительных и пусконаладочных работ штат атомной станции укомплектовывается подготовленным и допущенным к самостоятельной работе персоналом. Целью обучения и подготовки эксплуатационного персонала является достижение необходимого профессионального уровня знаний и практических навыков, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации станции. Графики комплектования и программы подготовки персонала разрабатываются администрацией АЭС и согласовываются с органом государственного регулирования безопасности.

При разработке и реализации планов и программ подготовки персонала администрация станции руководствуется отраслевыми нормативными документами, определяющими порядок подбора, комплектования, подготовки, переподготовки и аттестации кадров для атомной энергетики. При разработке конкретных планов и про-

грамм обучения персонала администрация станции руководствуется практикой эффективной подготовки, основанной на:

- ответственности руководителей за подготовку своих подчиненных;
- использовании современных технических средств обучения;
- компетенции инструкторов и наставников;
- использовании эффективных педагогических методов.

Персонал проходит обучение по специальным программам, исходя из конкретных производственных задач и обязанностей, а также требований, предъявляемых к соответствующей должности. Программы обучения подвергаются периодическому пересмотру и усовершенствованию с учетом изменений условий эксплуатации АЭС.

Эксплуатационному персоналу помимо знаний оборудования, систем и теоретических основ процессов, протекающих на АЭС, необходимы также знания в области ядерной и радиационной безопасности. После проверки знаний оперативный персонал станции проходит дублирование перед допуском к самостоятельной работе.

При подготовке и переподготовке персонала особое внимание уделяется его действиям и взаимодействию при авариях, отработке практических навыков управления реакторной установкой и АЭС. В программах обучения учитываются результаты анализа имевших место в прошлом ошибок, чтобы каждый работник АЭС понимал их возможные последствия с точки зрения безопасности.

Одним из наиболее важных направлений эксплуатации АЭС является оперативное управление технологическим процессом станции, которое выполняют операторы. Их работа, начиная от восприятия информации о режиме работы энергоблока и заканчивая принятием решений по действиям в той или иной ситуации на АЭС, самая ответственная. Поэтому уровень подготовки и квалификации оперативного персонала является определяющим для безопасной эксплуатации АЭС. Программа подготовки оперативного персонала включает:

- теоретическое обучение;
- обучение на полномасштабных тренажерах;
- стажировку на аналогичных энергоблоках АЭС;

- аттестацию с выдачей разрешения на право самостоятельной работы.

При подготовке оперативного персонала очень важно добиться взаимопонимания и сработанности работников всей смены. Этому способствуют групповые занятия и тренировки на рабочих местах АЭС. На тренажерах отрабатываются действия персонала при выполнении наиболее характерных операций, в том числе пуска, набора и снижения мощности АЭС, а также останова энергоблока.

Обмен информацией, касающейся опыта эксплуатации АЭС и в более обобщенном плане всех ядерных установок, осуществляется как на национальном (между российскими станциями), так и на международном уровне. В России проведение анализа опыта эксплуатации и предоставление информации заинтересованным организациям (как внутри страны, так и за рубежом) поручено Всероссийскому НИИ атомных электростанций.

На международном уровне органами надзора за безопасностью и эксплуатируемыми организациями внедрены и функционируют аналогичные системы. Региональным центрам Всемирной ассоциации эксплуатирующих организаций поручены сбор и передача информации, касающейся как инцидентов, так и положительного опыта эксплуатации АЭС.

1.5. Обеспечение качества и культура безопасности

1.5.1. Деятельность по обеспечению качества

Обеспечение качества – только одна из составных частей проблемы обеспечения безопасного использования атомной энергии. Проблема обеспечения качества не нова для атомной промышленности. Уже при создании первых реакторов и производств топлива персонал подходил к созданию и эксплуатации техники очень ответственно, поэтому оборудование, сконструированное в 1940–1950 гг., служило иногда по 50 лет. Сегодня атомная энергетика и связанная с ней промышленность развили, конкретизировали и формализовали это понятие и распространили его достаточно широко. Созданы международные и национальные нормативные документы, регламентирующие деятельность по обеспечению каче-

ства, сформировалась категория специалистов, занимающихся только вопросами качества.

В документах МАГАТЭ понятие обеспечения качества определяется так: «Все запланированные и систематические действия, необходимые для обеспечения адекватной уверенности в том, что все узлы и услуги будут удовлетворять заданным требованиям по качеству». Таким образом, вся деятельность по обеспечению качества направлена на подтверждение принципа: то, что необходимо сделать, действительно будет сделано. Первое предписывают правила и нормы, руководящие документы, методические указания и т.п. Для выполнения второго требуется соответствующая организация труда, должная обстановка, личная заинтересованность всех участников, а также контроль. Создаваемые программы по обеспечению качества подчиняются следующему принципу:

- записать, что необходимо сделать;
- сделать, что было записано;
- записать, что было сделано.

В западной практике и в последнее время в России на предприятиях атомной промышленности появились группы специалистов, которые разрабатывают и контролируют все вопросы, связанные с обеспечением качества по предложенной выше схеме.

Заметим, что мероприятия по обеспечению качества распространяются не только на предприятия промышленности, когда регулирующий орган осуществляет контроль за их выполнением, но и на саму деятельность регулирующего органа.

Понятие «системы обеспечения качества» в атомной энергетике появилось в России недавно и в понимании многих людей отождествляется с существующей долгое время системой качества, системой контроля качества и т.д. Закон об использовании атомной энергии и нормативные документы декларируют, что эксплуатирующая организация должна иметь программы обеспечения качества для АЭС и частные программы обеспечения качества для отдельных этапов. Имеется соответствующий нормативный документ «Требования к программе обеспечения качества для АЭС».

Вообще говоря, имеются некоторые различия в подходах к общей системе качества в стране (внедряемой по государственным стандартам) и к системе обеспечения качества в атомной энергетике, тем более, что на одном и том же предприятии ядерного ком-

плекса такие системы существуют одновременно. Различие состоит в первую очередь в области внимания и соответствующем подходе. Программа по обеспечению качества направлена на системы и действия персонала, связанные с безопасностью АЭС. Задача общей системы – повышение качества выпускаемой предприятием продукции (для АС – это электроэнергия) и экономической эффективности работы самого предприятия. Другими словами, у каждой этой системы есть свое «поле игры» со своими правилами, и их следует различать. Но это не исключает пересечения этих двух систем на различных уровнях по одним и тем же методам контроля качества, используемым методикам и т.п.

1.5.2. Понятие «культура безопасности»

Понятие «культура безопасности» появилось в атомной энергетике после Чернобыльской аварии. По своей направленности оно вплотную примыкает к понятию «обеспечение качества», а по некоторым позициям перекрывают друг друга. Составляющие культуры безопасности можно разбить на три уровня: государственный; руководители организаций; индивидуальный.

Основные моменты понятия культуры безопасности сформулированы в документах INSAG: «Культура безопасности – это такой набор характеристик и особенностей деятельности организации и поведения отдельных лиц, который устанавливает, что проблемам безопасности атомных станций как обладающим высшим приоритетом уделяется внимание, определяемое их значимостью». Здесь имеются в виду личная ответственность и преданность делу всех лиц, занимающихся любой деятельностью, которая влияет на безопасность атомных объектов, а также направленное на безопасность мышление, которое формирует внутреннюю критическую позицию, исключает благодушие и предусматривает стремление к совершенству, развитие чувства персональной ответственности и общего саморегулирования в вопросах безопасности.

В любой важной деятельности действия людей обусловлены требованиями, устанавливаемыми на высоком уровне. Наивысшим уровнем, влияющим на безопасность атомных станций, является законодательный, обеспечивающий национальную основу для культуры безопасности. Такой же подход применяется и к отдель-

ным организациям. Политика, проводимая на высоком уровне, способствует формированию рабочей атмосферы и условий, в которых действуют отдельные лица. Именно руководители ответственны за введение такой практики в соответствии с целями и политикой их организаций в вопросах безопасности». Приведены уровни реализации культуры безопасности и соответствующие им задачи.

1-й уровень – правительственный:

- структура управления;
- ресурсы;
- саморегулирование;

2-й уровень – руководители предприятий:

- определение ответственности;
- определение и контроль практики выполнения работ;
- квалифицированность и подготовка кадров;
- поощрения и наказания;
- ревизии, аналогические обзоры и сравнения;
- формирование атмосферы, в которой работают люди;

3-й уровень – индивидуальный:

- критическая позиция;
- строго регламентированный и осторожный подход;
- коммуникабельность.

Показатели (индикаторы) культуры безопасности или, другими словами, приверженность культуре безопасности на различных уровнях можно охарактеризовать следующими чертами:

- определением основных целей, задач и ответственности;
- образованием оптимальной структуры управления с небольшим числом связей каждого отдела и определением обязанностей и ответственности для них;
- формированием опытного персонала и привлечение ему в помощь консультантов и субподрядчиков (кадровая политика должна обеспечивать занятие ключевых постов компетентными лицами);
- в целях избежания ошибок внесением новых подходов с помощью компетентных лиц и организаций, не входящих в штатную систему управления.

Заключение

В данной главе мы познакомились с основными целями и принципами обеспечения ядерной безопасности АЭС, с тем, как эти цели и принципы формулируются международными организациями и как они детализируются на практике в нашей стране.

При детализации общих принципов в каждой стране могут возникать некоторые особенности их применения. Иногда это бывает связано с национальным менталитетом. Приведем конкретный пример различий в реализации мероприятий по обеспечению технической безопасности ЯЭУ с реактором PWR на швейцарской АЭС Гёсген и на российских АЭС при отключении разного количества главных циркуляционных насосов (ГЦН). В техническом регламенте, который является основным руководящим документом для персонала АЭС на российских станциях, прописаны следующие действия системы управления и защиты реактора (СУЗ) на этот случай. При отключении одного ГЦН СУЗ переводит энергоблок со 100 % номинальной мощности на 70 %. При отключении двух ГЦН вводится одна группа поглощающих стержней в активную зону с максимальной скоростью (со скоростью свободного падения). Происходит ускоренная разгрузка энергоблока (УРБ), примерно до 50–55 % номинальной мощности. Далее СУЗ разгружает энергоблок с текущего значения мощности до 40% номинальной мощности. Энергоблок может работать на данной мощности при нарушениях в работе ГЦН до конца текущей кампании реактора без аварийного останова. На швейцарской АЭС такого действия не предусмотрено. Там при любом отключении ГЦН происходит останов энергоблока. Безусловно, такую разницу в технических решениях можно объяснять различными причинами, но одна из них кроется в швейцарской пунктуальности и в российской изобретательности.

Правда, с нашей изобретательностью нам, российским специалистам в атомной промышленности, нужно быть очень осторожными (это не касается вышеприведенного примера с использованием УРБ). Печальный опыт Чернобыльской аварии показал, до какого плачевного результата может довести российская изобретательность, начиная с самого типа реактора РБМК и кончая желанием провести интересный производственный эксперимент на реакторе с

положительной обратной связью по мощности в некоторых режимах. Именно после этой аварии появился новый термин в словаре руководящих документов по обеспечению ядерной безопасности АЭС: «культура безопасности». В настоящей главе об этом подробно было рассказано в разделе 1.5.2.

Основные цели и принципы обеспечения ядерной безопасности АЭС являются законом для всех проектирующих, изготавливающих и эксплуатирующих ядерные объекты организаций. Тем не менее внесем некоторые уточнения в понимание сформулированных целей и принципов обеспечения ядерной безопасности на примере АЭС с реактором ВВЭР. В составе общих целей ядерной безопасности декларируются цель радиационной защиты и техническая цель безопасности. Если внимательно рассмотреть этот вопрос, то окажется, что первичной целью ядерной безопасности является техническая цель, а необходимость радиационной защиты возникает только тогда, когда не выполняется обеспечение технической цели безопасности. Попробуем обосновать данный тезис. Для этого рассмотрим подробней происхождение радиации на АЭС с ВВЭР.

Источником радиации всегда является топливо активной зоны и нейтронный поток, выходящий из топлива. Вся остальная радиация на АЭС является производной от радиации, выходящей из твэлов активной зоны. Дополнительным источником радиации являются ТВС с отработавшим топливом, которые хранятся в специальных помещениях, которые носят название бассейна выдержки. Правда, источником радиации в этом случае все равно остается топливо твэлов в ТВС, как и в активной зоне.

При нормальных условиях через микротрещины в оболочке твэла (они всегда есть в небольших количествах и размером, при котором нет соприкосновения топлива с теплоносителем) выходят газообразные и аэрозольные продукты распада от реакции деления (Xe, Kr, J, Cs и т.д.). Данные продукты разносятся по всем системам 1-го контура и являются непосредственным источником облучения для персонала АЭС. Через вентиляционные выходы в помещениях АЭС они попадают в воздух и разносятся по всем помещениям станции и за её пределы, и являются непосредственным источником дозовых затрат работников АЭС и населения, проживающего в окружающей местности. Естественно, доза радиации контролируется по всей станции и, конечно, на вентиляционном выхо-

де из специальных помещений в атмосферу. Измеряются дозы по различным видам радиации: по группе благородных газов, по группе различных изотопов йода и по аэрозолям (цезий, кобальт и т.д.).

Помимо этого источника есть и другой источник радиации, который является результатом взаимодействия водорода и кислорода в составе воды и конструкционных материалов с нейтронами. При поглощении нейтрона атомами теплоносителя и конструкционных материалов возникает дополнительный к реакции деления источник гамма-излучения и, соответственно, радиоактивности в активной зоне. Данный источник радиоактивности пропорционален числу нейтронов деления или нейтронной мощности.

За пределами активной зоны гамма-излучение выходит из газообразных продуктов деления, которые переносятся теплоносителем. Собственно это гамма-излучение позволяет контролировать скорость распада соответствующего радиоактивного изотопа и дозовую нагрузку человека в конкретном помещении, которая не должна превышать допустимую. Помимо прямого распада осколков деления вне зоны свою лепту в радиоактивность вносит и наведенная радиоактивность, первопричиной которой являются не только осколки деления, вышедшие через микротрещины оболочки твэлов в активной зоне, но и сами нейтроны и гамма-излучение, которые переводят примеси теплоносителя в радиоактивное состояние. Правда, превышение радиоактивности на примесях выше предельных величин наступает только при превышении нейтронной мощности гораздо выше номинальных значений. Уровень этого типа радиоактивности определяется в основном уровнем мощности ЯЭУ.

Суммарная доза облучения собирается из дозы облучения от теплоносителя 1-го контура, от наведенной радиоактивности в 1-м контуре и от теплоносителя 2-го контура, от распадов осколков деления вышедших через микротрещины оболочки твэлов. В условиях нормальной эксплуатации суммарная доза облучения по любым санитарным нормам намного ниже допустимой.

Каждый из выделенных источников радиации пропорционален нейтронной мощности, а один из них зависит от состояния оболочки твэлов в активной зоне, а вернее от степени её герметичности. Кстати, о степени герметичности активной зоны, в первую очередь,

судят по уровню пикового излучения на частотах, относящихся к группе благородных газов и на частотах, относящихся к группе изотопов йода. Превышение уровня этого излучения над фоновым излучением (при допустимой степени герметичности твэлов) говорит о превышении допустимой степени герметичности активной зоны. Таким образом, благополучие радиационной обстановки напрямую зависит от величины нейтронной мощности и степени герметичности оболочки твэлов в активной зоне.

Интенсивность радиации за счет нейтронов в активной зоне зависит не только от величины нейтронной мощности, но и от исправной работы различных очистительных устройств химического цеха АЭС. Его работа нацелена на поддержание постоянного химического состава воды и на предотвращение от накопления продуктов радиолиза воды. В число продуктов радиолиза воды входят и источники радиоактивности. Поэтому при выходе из строя очистительных устройств или частичном нарушении в их функционировании возможно накопление источников радиации в воде, даже если нейтронная мощность не растёт. Данный процесс при постоянной мощности очень медленный, контроль радиации позволяет определить тенденцию к превышению её уровня над фоновым уровнем и принять необходимые меры к исправлению ситуации (зачастую даже без останова энергоблока). Более опасной является ситуация с повышением нейтронной мощности, так как это повышение может произойти очень быстро, например при разгоне реактора на запаздывающих или даже на мгновенных нейтронах. Превышение уровня радиации над фоновым уровнем, в этом случае, прямо пропорционально интегралу от нейтронной мощности по времени за период нейтронной вспышки. При обосновании технической безопасности АЭС во всех ядерно-опасных авариях, связанных с возрастанием нейтронной мощности выше стационарного значения, рассчитывают повышение уровня радиации, источником которого является активация теплоносителя. Авария не будет иметь радиационных последствий, если повышение радиоактивности, в том числе и от активации воды, не превысит допустимых значений.

Смысл вышесказанного заключается в следующем. Если степень герметичности оболочки твэла в пределах допустимых значений (для нормальной эксплуатации, нарушений нормальной эксплуата-

ции и аварий допустимые значения разные, задаются главным конструктором РУ), то и уровень радиации в пределах допустимого. Если превышение нейтронного потока в активной зоне в интеграле по времени невелико, то превышение уровня радиации небольшое. Отсюда следует вывод, что без нарушений и отказов в технических условиях и средствах обеспечения безопасности ЯЭУ с ВВЭР радиационная обстановка на станции и за её пределами ухудшиться не может. Безусловно, роль радиационной защиты велика при построении ядерных объектов, но это как в теореме, где для справедливости выдвигаемых утверждений должны выполняться необходимое и достаточное условия. Так вот, технические цели обеспечения безопасности являются необходимыми условиями, а обеспечение целей радиационной защиты является достаточными условиями. Если выполняются технические цели, то цели радиационной защиты выполняются практически всегда, или есть достаточно времени для ликвидации радиационных последствий отказов оборудования во вспомогательных технологических системах 1-го контура. Если технические цели по целостности основных барьеров безопасности не выполняются, то обеспечить радиационную защиту персонала АЭС не всегда возможно, а для защиты окружающей местности и проживающего там населения нужны специальные мероприятия в соответствии с внешним противоаварийным планом.

В материалах настоящего учебного пособия и на лабораторных занятиях по темам данного пособия рассматриваются вопросы, посвященные только техническим целям обеспечения безопасности ЯЭУ с реактором ВВЭР-1000. Что касается вопросов радиационной безопасности и защиты, то они детально рассмотрены в учебном пособии МИФИ по теме «Безопасность при эксплуатации атомных станций» [14]. Всем интересующимся этими вопросами рекомендуем познакомиться с содержанием указанного пособия. Также можем посоветовать книгу под названием «ВВЭР-1000: Физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность», где вопросы радиационной защиты также обстоятельно рассмотрены.

Вопросы безопасности при пусковых работах на энергоблоке и при снятии энергоблока с эксплуатации в настоящем пособии рассматриваться не будут.

Контрольные вопросы

1. Какие основные цели и задачи обеспечения ядерной безопасности АЭС в течение жизненного цикла станции?
2. Какие существуют этапы жизненного цикла? Какие на Ваш взгляд этапы являются основополагающими?
3. Назовите основные принципы обеспечения безопасности и раскройте их суть.
4. В чем суть принципов глубокоэшелонированной защиты? Какие существуют уровни глубокоэшелонированной защиты?
5. Какие физические барьеры защиты существуют в ЯЭУ с реактором ВВЭР-1000?
6. Назовите фундаментальные функции безопасности, и расскажите в чем суть единичного отказа элемента оборудования АЭС. Почему рассматривается единичный отказ?
7. Что такое «культура безопасности»? Какие существуют уровни реализации «культура безопасности»? Какие задачи соответствуют этим уровням?
8. Какие существуют критерии оценки безопасности по международной шкале ядерных событий?
9. Какие основные документы регламентируют деятельность организаций и учреждений в атомной промышленности России?
10. Классифицируйте системы АЭС по их влиянию на безопасность на примере РУ с реактором ВВЭР-1000?

Глава 2. ОСНОВНЫЕ СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ ЯЭУ С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000

Введение

Основой технической безопасности ЯЭУ является, в первую очередь, конструкция реактора. Конструкция тепловыделяющего элемента (ТВЭЛ), конструкция тепловыделяющей сборки (ТВС), конструкция всей активной зоны и конструкция корпусного оборудования обеспечивают не только нормальную эксплуатацию, но и исполняют роль основных защитных барьеров ЯЭУ. От того, какая конструкция активной зоны и реактора заложена на этапе проектирования, во многом зависит жизнеспособность и безопасность всей АЭС. Об этом и об основных принципах самозащищенности и саморегулируемости реактора ВВЭР было подробно изложено в учебном пособии «Физические и конструкционные особенности ЯЭУ с ВВЭР», вышедшим недавно в издательстве МИФИ [13]. В том же пособии приведены сведения о системах безопасности ЯЭУ с ВВЭР. Здесь же эти сведения приведены более полно и детально.

Безусловно, конструкция основного оборудования, входящего в различные технологические системы АЭС, является важными для обеспечения безопасной эксплуатации ЯЭУ. Однако в аварийных ситуациях при отказах в работе основного оборудования или даже при серьёзных повреждениях в его конструкции, когда внутренние свойства безопасности ЯЭУ не справляются с последствиями аварийной ситуации, необходимо предусмотреть специальные системы безопасности, которые минимизируют последствия аварии на техническое состояние оборудования и экологическую обстановку на АЭС и вокруг неё. Действие этих систем в аварийных ситуациях должно приводить, в первую очередь, к сохранению целостности основных барьеров безопасности: топлива, оболочки топлива, корпуса реактора и защитного купола энергоблока. Во вторую очередь, когда нарушена целостность какого-нибудь защитного барьера ЯЭУ, системы безопасности минимизируют последствия этих нарушений.

Системы безопасности по своему действию подразделяются на активные и пассивные. Активные системы в своём составе имеют средства (как правило, насосы), включающиеся в случае аварийной

ситуации и обеспечивающие безопасность оборудования. Пассивные системы не имеют никаких средств, которые должны включаться при аварии. Сама авария в её начале приводит в действие работу пассивных систем безопасности. Например, авария с полным обесточиванием приводит к размыканию электромагнитных защелок на приводах СУЗ и к падению поглощающих стержней в активную зону под действием собственной тяжести, что обеспечивает подкритичность реактора и уменьшение нейтронной мощности до нуля. Вторым примером может служить авария со снижением давления в реакторе вследствие различного рода течей из 1-го контура. При достижении определенного значения давления (5.9 МПа), открываются обратные клапаны на магистралях, соединяющих реактор с пассивной системой (САОЗ), и вода под действием собственной тяжести начинает поступать в реактор и обеспечивать охлаждение активной зоны. Если падение давления в 1-м контуре прекратится, то остановится и поступление воды из САОЗ. Это происходит потому, что при вытекании воды из баков уменьшается объём воды и давление азотной подушки в них, что приводит к исчезновению перепада давлений на обратном клапане, т.е. данная система обладает свойством полной саморегулируемости.

В данной главе показана тенденция по увеличению систем безопасности пассивного действия, что существенно повышает уровень общей безопасности ЯЭУ.

Здесь же дано краткое описание конструкции и функциональности важнейших систем безопасности ЯЭУ для различных проектов ЯЭУ с ВВЭР-1000, включая зарубежные проекты. А также рассказано о перспективе развития конструкции ЯЭУ с реактором ВВЭР. Изложение материалов данной главы следует в основном содержанию работ [5], [12], [31].

2.1. Состав систем безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000

С ввода в строй первого реактора ВВЭР-1000 прошло уже много лет. За это время реакторное оборудование не раз претерпевало модернизацию и изменение. Одним из главных направлений было и остается совершенствование систем безопасности в составе ЯЭУ. Особенно существенная модернизация оборудования и реализация

новых проектных решений, касающихся систем безопасности, была произведена для проекта ЯЭУ В-392.

В разделе 2.1.1 рассказано о системах безопасности для действующих АЭС и для вновь строящихся АЭС по 320 проекту. В разделе 2.1.2 рассказано о системах безопасности для перспективных ЯЭУ с ВВЭР.

2.1.1. Системы безопасности ЯЭУ для действующих АЭС с ВВЭР-1000

Системы безопасности ЯЭУ предназначены для предупреждения аварий и ограничения их последствий. Наиважнейшей системой безопасности является система управления и защиты. Этой системе, совмещающей в себе функции системы нормальной эксплуатации и защитной системы, был уделен отдельный параграф в разделе, посвященном системам нормальной эксплуатации. Системы безопасности ЯЭУ на АЭС (помимо СУЗ), построенных по проекту В-320, включают:

- пассивную часть системы аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ);
- систему аварийного охлаждения активной зоны высокого давления;
- систему аварийного охлаждения активной зоны низкого давления;
- систему защиты первого контура от превышения давления;
- систему защиты второго контура от превышения давления;
- систему аварийного газоудаления;
- систему аварийной подачи питательной воды.

2.1.2. Пассивная часть системы аварийного охлаждения активной зоны

В соответствии с классификацией оборудования ЯЭУ по критериям безопасности пассивная часть САОЗ относится к защитным системам безопасности. Система автоматически выполняет заданные функции при любом, требующем ее работы, исходном событии (включая течи, вызывающие зависимый отказ одного из каналов системы) с учетом одного независимого от исходного события

единичного отказа в одном из каналов. При авариях с потерей теплоносителя система подает в реактор раствор борной кислоты с концентрацией 16 г/кг и температурой 60–70 °С при давлении в первом контуре менее 5,9 МПа (60 кгс/см²). Подача теплоносителя в реактор осуществляется в результате нивелирного перепада давлений за счет тяжести столба жидкости в баках САОЗ. Начальное давление 5,9 МПа в баках САОЗ создается с помощью азотной подушки. Попадание азота из баков САОЗ в реактор исключено, так как давление азота в баке при полном вытекании воды всегда заметно меньше давления в реакторе даже в случае его полной разгерметизации (в случае отказа отсечной арматуры).

В авариях с потерей теплоносителя для продолжения эффективного расхолаживания активной зоны необходимо сохранить ее залитой до уровня, превышающего верхнюю отметку разогретого топлива (желательно, до отметки нижней образующей входного патрубка ДУ-850). В течение первых 30 минут с начала аварии не требуется вмешательство оператора в управление системой. Подача раствора борной кислоты осуществляется в напорную и сборную камеры реактора. Объем и давление азота в гидроемкости, гидравлическое сопротивление трубопроводов выбраны из условия обеспечения необходимого для охлаждения зоны темпа залива. Концентрация бора в гидроёмкостях выбрана из условия обеспечения подкритичности активной зоны реактора (для 320 проекта 16 г/кг). Уставка на срабатывание быстродействующих запорных задвижек при снижении уровня в гидроёмкостях до 1300 мм выбрана для исключения попадания азота в реактор. В реактор, при понижении в нем давления в результате потери теплоносителя, борированная вода подается из четырех независимых гидроемкостей. Для срабатывания гидроемкостей используется только потенциальная энергия сжатого газа. При нормальной эксплуатации РУ (работа на мощности) система пассивной части САОЗ находится в состоянии готовности. Для этого на магистралях, связывающих баки САОЗ с реактором, должны быть открыты все задвижки, а обратные клапаны, как им и положено, должны быть закрыты. В гидроемкостях создан номинальный уровень, соответствующий объему раствора 50 м³. Подключение гидроемкостей к реактору и их заполнение производится в режиме разогрева и подъема давления в первом контуре путем открытия задвижек при достижении давления в первом контуре 6,4 МПа (65 кгс/см²). Для исключения

срабатывания системы в результате понижения давления при плановом расхолаживании, задвижки закрываются дистанционно с БЩУ при снижении давления в реакторе до 8,8 МПа (90 кгс/см²).

Основные компоненты пассивной части САОЗ и их соединения с реактором показаны на рис.2.1. Основными компонентами пассивной части САОЗ являются четыре емкости, трубопроводы и арматура. Каждая емкость имеет полный объем 60 м³, из которых 50 м³ занимает раствор борной кислоты концентрацией 16 г/кг, а 10 м³ – азотная подушка под давлением 5,9 МПа. Данные емкости (баки) с борным раствором под азотной подушкой указаны на рис. 2.1 под цифрой 1. Емкость соединяется трубопроводом с корпусом реактора. Две емкости соединены с входной камерой реактора, а две другие – с выходной камерой реактора. На рис. 2.1 магистрали для подачи борного раствора показаны под цифрой 2. Холодные и горячие нитки главного циркуляционного контура (ГЦЛ) показаны на этом же рисунке под цифрами 3 и 4. При нормальной работе РУ емкость отключена от реактора двумя последовательно расположенными обратными клапанами ДУ-300.

Кроме них на каждом трубопроводе установлены две быстродействующие запорные задвижки ДУ-300, которые отсекают емкость от реактора с целью исключения попадания азота из емкости в реактор. Эти задвижки необходимы также для отключения емкости при плановом снижении давления в первом контуре и при неисправности обратных клапанов ДУ-300.

Электродвигатели быстродействующих задвижек подключены к источникам надежного питания, управляются дистанционно с БЩУ, РЩУ и автоматически по блокировкам. В процессе нормальной эксплуатации РУ обе задвижки открыты. Когда давление в реакторе падает ниже давления в емкости, обратные клапаны открываются под воздействием перепада давления и вода из них поступает в реактор. Пассивная часть САОЗ оснащена системами контроля и управления.

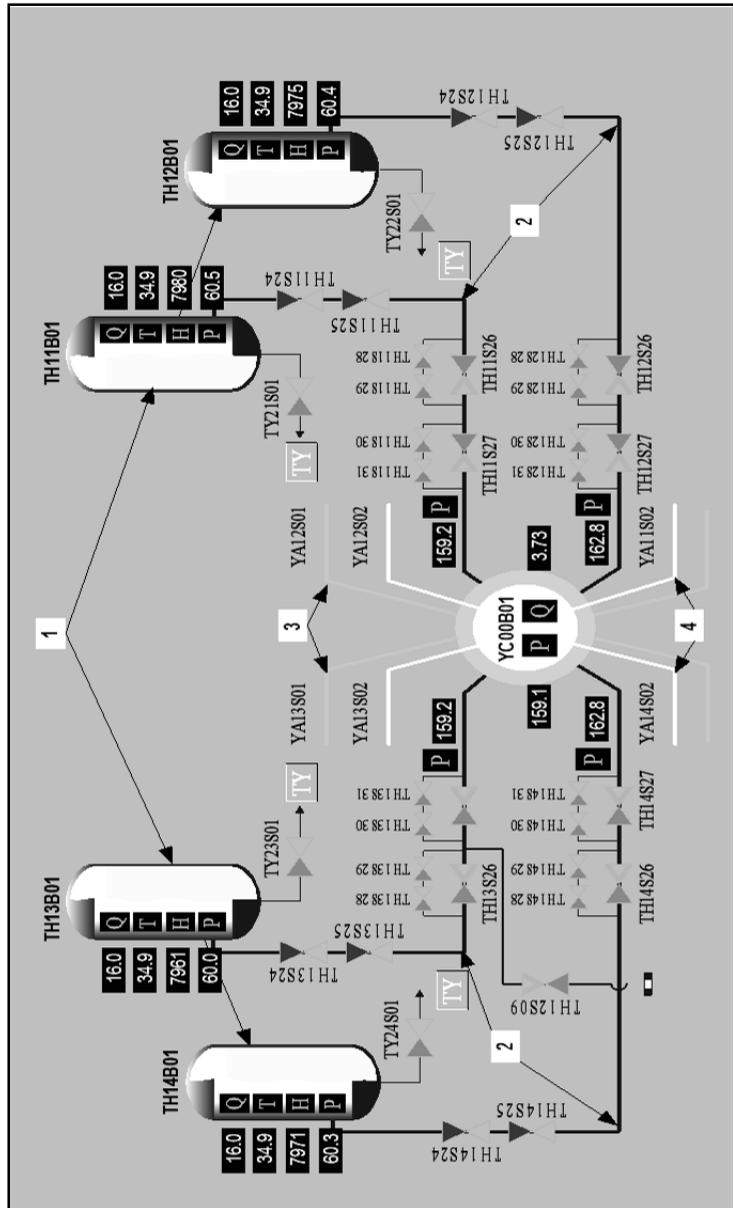


Рис. 2.1. Схематическое изображение пассивной части SAO3:

- 1 – бак с запасом воды для аварийного залива зоны 2 – магистрали для подачи воды из баков SAO3 в реактор;
- 3 – холодные нитки ПЦК, 4 – горячие нитки ПЦК

2.1.3. Системы аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ) высокого давления и низкого давления

Система аварийного охлаждения активной зоны высокого давления (система ТД) предназначена для подачи в первый контур высококонцентрированного раствора борной кислоты при нарушении нормальной эксплуатации и в аварийных ситуациях.

При нормальной работе РУ эта система находится в режиме готовности. Система включается автоматически в аварийных ситуациях, связанных с непредусмотренным разуплотнением трубопроводов и оборудования первого и второго контуров, или в случае обесточивания блока. Система разделена на три независимых канала. Каждый канал включает в себя бак аварийного запаса концентрированного раствора бора, насосы аварийного впрыска бора, насосы высокого давления, трубопроводы и арматуру. Помимо указанного оборудования в систему включены баки аварийного запаса концентрированного раствора бора вне защитной оболочки, бак-прямоук герметичной части защитной оболочки. Все три канала системы подключаются к «холодным» ниткам ГЦГ. На напорной стороне насоса аварийного впрыска бора последовательно установлены два обратных клапана, задвижка (нормально закрыта) и дроссельная шайба. Баки с раствором для насосов аварийного впрыска бора находятся в гермозоне. На рис. 2.2 показана одна часть системы аварийного охлаждения активной зоны высокого давления и приведены основные элементы системы. Контроль технологических параметров и управление оборудованием САОЗ высокого давления осуществляется автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУ ТП). По аварийному сигналу, формируемому АСУ ТП (обычно данный сигнал связан со срабатыванием АЗ при различных технологических отказах в работе оборудования), включается насос плунжерного типа 3, обеспечивающий подачу борного раствора в активную зону (с небольшим расходом 6–7 т/ч) из бака 1 при любом давлении в реакторе. При этом закрываются задвижки, которые обеспечивают рециркуляцию теплоносителя при включенном насосе на закрытую задвижку на основной магистрали подачи борного раствора в реактор. При достижении давления в реакторе ниже 110 ат (как правило, это связано с образованием различных течей теплоносителя из

1-го контура) по аварийному сигналу включается насос 2 (см. рис. 2.2), обеспечивающий расход борного раствора до 200 т/ч в реактор. При этом закрываются задвижки, которые обеспечивают рециркуляцию теплоносителя при включенном насосе на закрытую задвижку на основной магистрали подачи борного раствора в реактор. При опорожнении бака в системе *TJ* через магистрали 4 и 5 емкость заполняется водным раствором борной кислоты из вспомогательных систем и системы аварийного охлаждения низкого давления (системы *TH*).

В режиме нормальной эксплуатации система аварийного расхолаживания активной зоны находится в режиме ожидания. При аварии при достижении уставок защит САОЗ или по сигналу ступенчатого пуска включаются с запретом дистанционного отключения насосы, которые берут раствор из баков запаса концентрированного раствора бора ($V = 15 \text{ м}^3$), расположенных в герметичной оболочке. После опорожнения баков насосы начинают подавать в 1-й контур раствор борной кислоты с концентрацией 16 г/кг из бака-приямка ($V = 630 \text{ м}^3$) герметичной части оболочки. Система аварийного охлаждения активной зоны высокого давления имеет три независимых канала, каждый из которых способен выполнить требуемые функции в полном объеме. Таким образом, степень резервирования равна двум. Такая степень резервирования системы достаточна для выполнения функций системы при сочетаниях повреждений, определенных ОПБ, поэтому отказ в одном канале не приводит к потере функциональных свойств системы.

Система аварийного охлаждения активной зоны низкого давления предназначена для отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора без разгерметизации первого контура. Система также используется для обеспечения расхолаживания 1-го контура с заданной скоростью в режимах планового расхолаживания и аварийного расхолаживания при целом первом контуре.

Система аварийного охлаждения активной зоны низкого давления должна обеспечить следующие действия. Во всех ситуациях система должна обеспечить расход охлаждающей воды равный 250–300 м³/ч при давлении в 1-м контуре 2,1 МПа и 700–750 м³/ч при давлении в 1-м контуре 0,1 МПа и температуру не ниже 20 °С, обеспечить подачу в контур борного раствора с концентрацией не менее 16 г/кг борной кислоты, в начальный момент, обеспечить

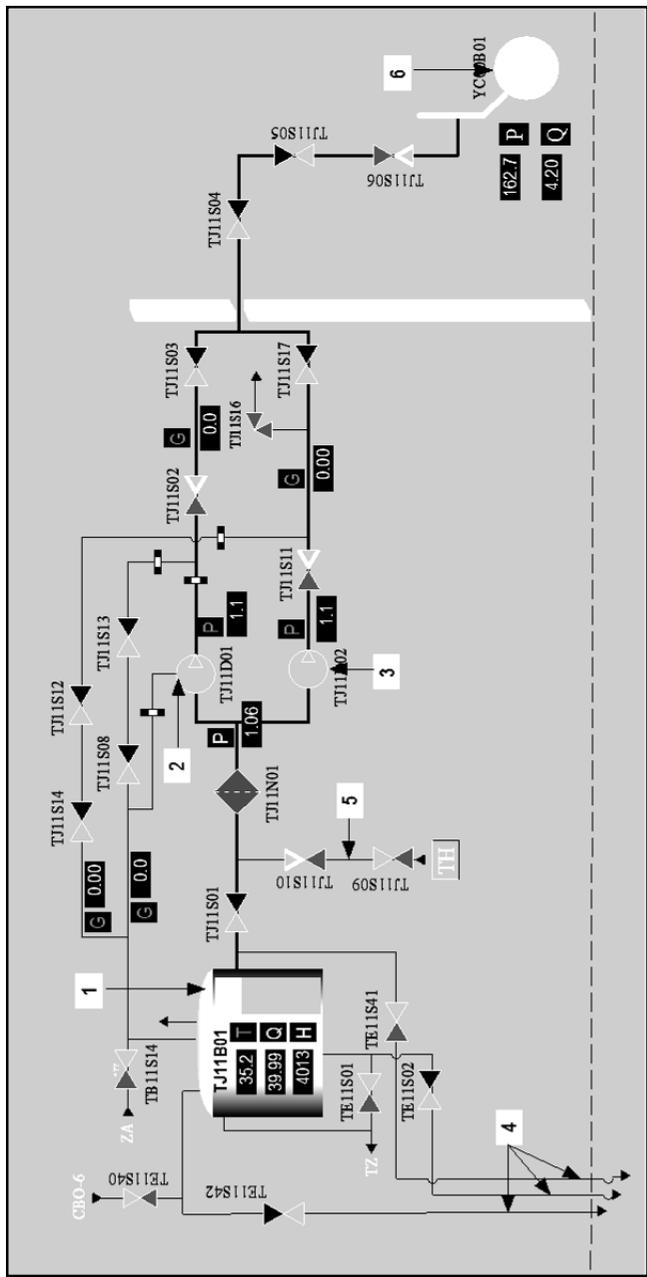


Рис. 2.2. Схематическое изображение активной части САО3 высокого давления:

1 – бак с концентратом бора; 2 – насос для аварийной подачи концентрата бора при снижении давления в реакторе ниже 110 ат; 3 – плунжерный насос для аварийной подачи концентрата бора при любом давлении в реакторе; 4 – магистраль для подачи воды из других систем в бак при его опорожнении; 5 – магистраль для пополнения бака из системы аварийного охлаждения активной зоны при низком давлении; 6 – реактор

подачу воды в аварийных ситуациях не позднее, чем через 35–40 сек. с момента достижения давления 1-го контура 2,1 МПа. Система совмещает функции устройства нормальной эксплуатации и защитного устройства. Как защитная система безопасности система обеспечивает отвод тепла от активной зоны в аварийных режимах, как устройство нормальной эксплуатации обеспечивает отвод тепла от активной зоны в режиме планового и ремонтного расхолаживания.

В режимах нормальной эксплуатации, не связанных с остановом блока, система находится в режиме ожидания. При работе блока на мощности, т.е. при давлении в 1-м контуре выше 1,5 МПа, система надежно отключается от ГЦК рядом запорной арматуры. В режимах планового расхолаживания система приводится в действие оператором и позволяет проводить расхолаживание 1-го контура со скоростью 30 °С/ч. Расхолаживание и отвод остаточных тепловыделений осуществляется в теплообменнике САОЗ за счет рециркуляции по замкнутому контуру: ГЦК – линия планового расхолаживания, теплообменник САОЗ – насос аварийного расхолаживания низкого давления – ГЦК. Обеспечение заданного темпа расхолаживания производится за счет работы регуляторов, установленных на линии планового расхолаживания и байпаса теплообменника САОЗ. В этом режиме производится расхолаживание реактора до температуры 70 °С и последующий отвод остаточных тепловыделений активной зоны реактора. Подключение линии планового расхолаживания осуществляется при температуре 1-го контура не ниже 130 °С и давлении не выше 1.5 МПа.

В аварийных режимах с течью 1-го контура осуществляется автоматический запуск насоса аварийного расхолаживания и на напорной магистрали открывается оперативная арматура. При работе осуществляется замкнутая циркуляция теплоносителя: насос–реактор–течь–бак–приямок–насос, при этом отвод тепла от реактора осуществляется технической водой в теплообменнике аварийного расхолаживания, установленном на магистрали бак–приямок – всас насоса. В режиме работы насоса по замкнутой схеме осуществляется расхолаживание реактора и отвод остаточных тепловыделений из активной зоны в течение времени, определенного периодом консервации блока и комплексом послеаварийных мероприятий.

Несмотря на то, что основным назначением системы низкого давления является расхолаживание реактора в ситуациях без разгерметизации 1-го контура, при авариях с большой течью в первом контуре данная система становится архиважной и незаменимой.

Система аварийного охлаждения активной зоны низкого давления имеет три независимых канала, каждый из которых способен выполнять требуемые функции в полном объеме. Таким образом, степень резервирования системы как в технологии, так и в электро- и водоснабжении, а также в части управления и автоматики равна двум. Такая степень резервирования системы достаточна для выполнения функций системы по отводу тепла при любых сочетаниях повреждений и отказов определенных в «Общих положениях обеспечения безопасности». На рис. 2.3 показаны основные элементы САОЗ низкого давления. Цифрой 1 обозначены баки с раствором борной кислоты для аварийного охлаждения активной зоны при низких давлениях; 2 – насосы для подачи раствора борной кислоты и охлаждающей воды в реактор; 3 – магистрали подачи борного раствора в реактор в случае аварии и для организации рециркуляции теплоносителя между ГЦК и САОЗ в случае планового расхолаживания; 4 – теплообменники САОЗ для отвода остаточных тепловыделений в активной зоне при плановом и аварийном расхолаживании; 5 – магистрали от приямка в реакторном зале через теплообменник САОЗ к баку. Они служат для возврата грязного конденсата в САОЗ и организации циркуляции теплоносителя через реактор при больших течах в 1-м контуре и отводе остаточных тепловыделений из активной зоны через теплообменник САОЗ. В каждый независимый канал САОЗ входят следующие элементы:

- магистрали для подачи питательной воды после теплообменника для подогрева теплоносителя продувочной водой в холодные нитки ГЦК;
- магистрали для организации продувки теплоносителя из ниток ГЦК;
- магистраль для подачи холодной воды на уплотнения ГЦН;
- регулятор продувки;
- теплообменник для подогрева питательной воды перед подачей в нитки ГЦК;
- теплообменник для охлаждения продувочной воды;

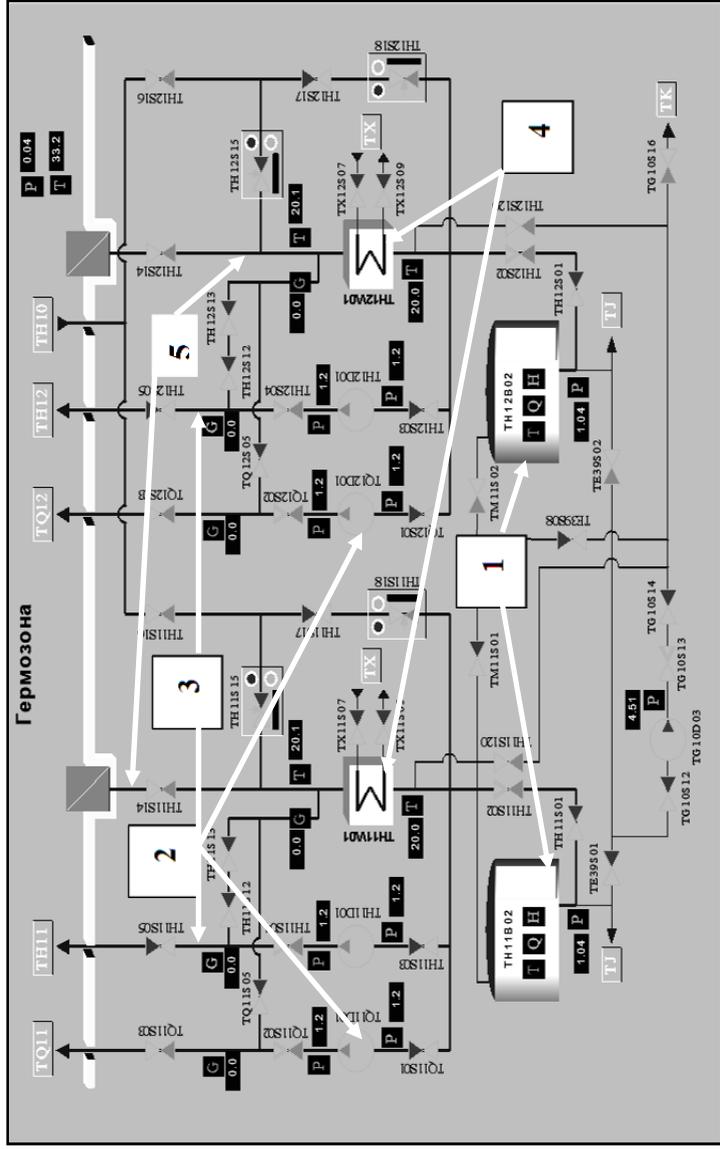


Рис. 2.3. Схематическое изображение САОЗ низкого давления:

- 1 – баки с раствором борной кислоты для аварийного охлаждения активной зоны при низких давлениях;
- 2 – насосы;
- 3 – магистраль подачи борного раствора в реактор – теплообменник САОЗ;
- 5 – магистраль от приямка в реакторном зале через теплообменник САОЗ к баку

- фильтры для очистки вода в системе водоочистки (СВО);
- магистраль для подачи холодной воды в КД.

2.1.4. Система защиты первого контура от превышения давления

Система защиты 1-го контура от превышения давления предназначена для предотвращения повреждений оборудования в тех случаях, когда давление превышает предельные значения. Схематическое изображение системы защиты 1-го контура от превышения давления показано на рис. 2.4.

Предельные значения давления определяются прочностными характеристиками оборудования 1-го контура, обеспечивающими безопасную эксплуатацию оборудования АЭС. Наиболее эффективным способом защиты реактора от превышения давления является сброс пара (или парогазовой смеси) из КД, так как давление в 1-м контуре определяется давлением парогазовой подушки над уровнем в КД. Легче всего это сделать с помощью импульсно-предохранительных устройств (ИПУ), которые обеспечивают открытие предохранительных клапанов по превышению давления.

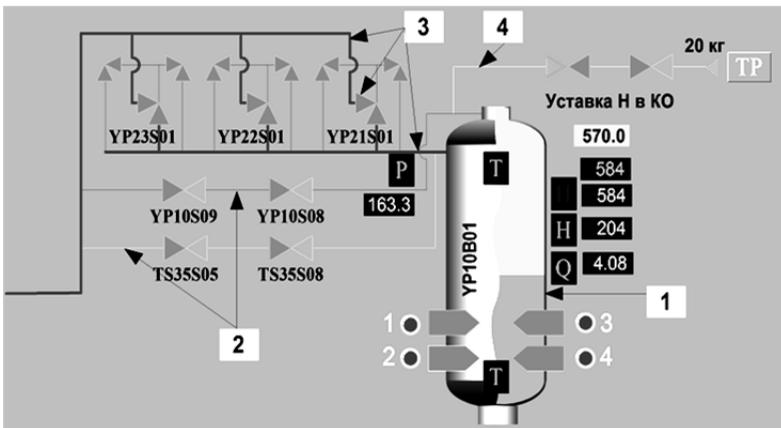


Рис. 2.4. Схематическое изображение системы защиты 1-го контура от превышения давления:

- 1 – КД; 2 – магистраль для сброса парогазовой смеси из КД в барботёр;
 3 – ИПУ и магистраль для аварийного сброса парогазовой смеси из КД в барботёр; 4 – магистраль для подачи азота в КД

В основу системы положены следующие критерии и принципы: давление теплоносителя в 1-м контуре ни при каких обстоятельствах не должно превышать рабочее давление более чем на 15% даже в том случае, если произошел отказ одного импульсно-предохранительного устройства (ИПУ). В качестве режима, который служит для обоснования непревышения давления, рассматривается следующий режим:

- мгновенный сброс нагрузки турбогенератором с номинального уровня мощности до уровня собственных нужд без его прямого останова;
- отказ системы сброса пара (БРУ-А и БРУ-К);
- несрабатывание впрыска теплоносителя в КД;
- несрабатывание АЗ по превышению давления.

При расчете данного режима начальный уровень мощности РУ, параметры теплоносителя первого и второго контуров консервативно приняты равными своим максимальным значениям с учетом отклонений, обусловленных работой измерительной аппаратуры и систем автоматического регулирования.

Функция системы состоит в сбросе части теплоносителя первого контура из КД в барботер посредством срабатывания (открытия и закрытия при заданном давлении) ИПУ, с целью снижения давления в 1-м контуре. Кроме того, контрольное ИПУ может обеспечить принудительное снижение давления в 1-м контуре по команде оператора с БЦУ до любого значения, что позволяет, совместно с системой аварийного газоудаления, при необходимости, обеспечить более быструю подачу раствора борной кислоты в первый контур от насосов впрыска бора. Давление полного открытия клапана от 185 до 192 ат., давление его закрытия от 170 до 175 ат.

ИПУ в рабочих режимах системы защиты находится в режиме ожидания. При достижении давления до уставки открытия по сигналу от реле давления срабатывает электромагнитный привод клапана, в результате происходит сброс среды из надпоршневой полости клапана и его открытие. Если рост давления в 1-м контуре продолжается, то по сигналам от реле давления отключаются электромагниты импульсного клапана (ИК) и при достижении давления открытия ИК происходит срабатывание нужного ИПУ. После снижения давления по сигналам от реле давления отключается элек-

тромагнитный привод клапана, клапан закрывается, ИПУ возвращается в исходное состояние.

Состояние барботера на работоспособность ИПУ не влияет. Неисправности барботера, влияющие на его готовность к приему сбрасываемой среды, могут привести при срабатывании ИПУ к разрыву предохранительной мембраны и попаданию части теплоносителя первого контура в помещение реакторного отделения (в гермозоне).

Критериями отказов ИПУ являются: несрабатывание ИПУ по требованию, незакрытие ИПУ после срабатывания или разрушение закрывающего органа, ложное срабатывание ИПУ.

При несрабатывании одного ИПУ по требованию система остается способной выполнять свои функции, так как остающиеся в работе два других ИПУ обеспечивают эффективную защиту первого контура во всех проектных режимах. Обесточивание системы управления не приводит к срабатыванию ИПУ или потере им защитных свойств. ИК в этом случае действуют как предохранительные пружинные клапаны.

2.1.5. Система защиты второго контура от превышения давления

Для защиты второго контура от превышения давления на паропроводах свежего пара установлены паросбросные устройства (БРУ-К, БРУ-А) и предохранительные клапаны. На каждом ПГ установлены одно БРУ-А и два ПК (один контрольный и один рабочий), защищающие ПГ и паропроводы от чрезмерного повышения давления в некоторых аварийных режимах и в режимах с непредусмотренным снижением нагрузки турбогенератора. Суммарная пропускная способность ПК превышает максимальную производительность ПГ и обеспечивает защиту второго контура при отказе БРУ-К и БРУ-А. Максимальная паровая производительность каждого парогенератора 1600 т/ч. Суммарная производительность предохранительных клапанов, установленных на паропроводе от ПГ 1800 т/ч. При повышении давления до 80 кгс/см^2 (8,0 МПа) в паропроводе от парогенератора к общему паровому коллектору подается импульс на срабатывание аварийной защиты. С учетом срабатывания аварийной защиты для предотвращения опасного

роста давления в парогенераторе достаточно одного предохранительного клапана; второй клапан является резервным.

БРУ-А обеспечивает отвод остаточного тепловыделения активной зоны и расхолаживание РУ за счет сброса пара из ПГ при обеспечении энергоблока, когда давление в первом контуре выше давления, при котором возможна работа САОЗ низкого давления. Кроме того, БРУ-А позволяет удерживать реактор на мощности за счет сброса излишков пара в атмосферу в режимах скачкообразного уменьшения нагрузки турбогенератора с одновременным отказом БРУ-К. Дело в том, что в случае необходимости сброса пара в конденсатор через БРУ-К и отказе данного регулятора на открытие при повышении давления выше 65 ат парогенераторы (ПГ) запирают 1-й контур по теплообмену и повышают температуру теплоносителя в холодных нитках на входе в активную зону. В этом случае для того чтобы не разогревать теплоноситель 1-го контура при достижении давления 70 ат, срабатывают клапаны БРУ-А и снижают давление в ПГ и, соответственно, температуру теплоносителя на входе в реактор.

БРУ-К служат для сброса пара в конденсатор турбины при закрытии стопорных клапанов турбины или при резком снижении нагрузки турбогенератора. БРУ-К также используются при расхолаживании реакторной установки за счет отвода пара из ПГ в конденсатор турбины. При пуске блока через БРУ-К также сбрасывается пар в количестве, необходимом для пуска турбины.

На паропроводе каждого ПГ после БРУ-А и ПК по ходу пара установлено по одному быстрозапорному отсечному клапану и одному обратному клапану. БЗОК прекращает истечение пара из ПГ при разрыве паропровода после БЗОК по ходу пара. Обратный клапан прекращает истечение пара из неаварийных парогенераторов при разрыве паропровода на участке от парового коллектора ПГ до БЗОК или до обратного клапана. Обратный клапан является пассивным устройством и закрывается за счет обратного перепада давления в нем.

На рис 2.5. показана система защиты второго контура от превышения давления и приведены основные элементы этой системы:

1 – устройства для сброса пара по превышению давления в конденсаторы – БРУ-К;

2 - магистрали для сброса пара в конденсаторы через БРУ-К;

3 – устройства для сброса пара по превышению давления в машинный зал – БРУ-А;

4 – предохранительные клапаны – ПК для сброса пара в машинный зал;

5 – парогенераторы – ПГ;

6 – магистрали для подачи питательной воды из 2-го контура в ПГ;

7 – магистрали для подачи пара на турбину;

8 – отсечные обратные клапаны для запираания воды в ПГ при течах во 2-м контуре – БЗОК.

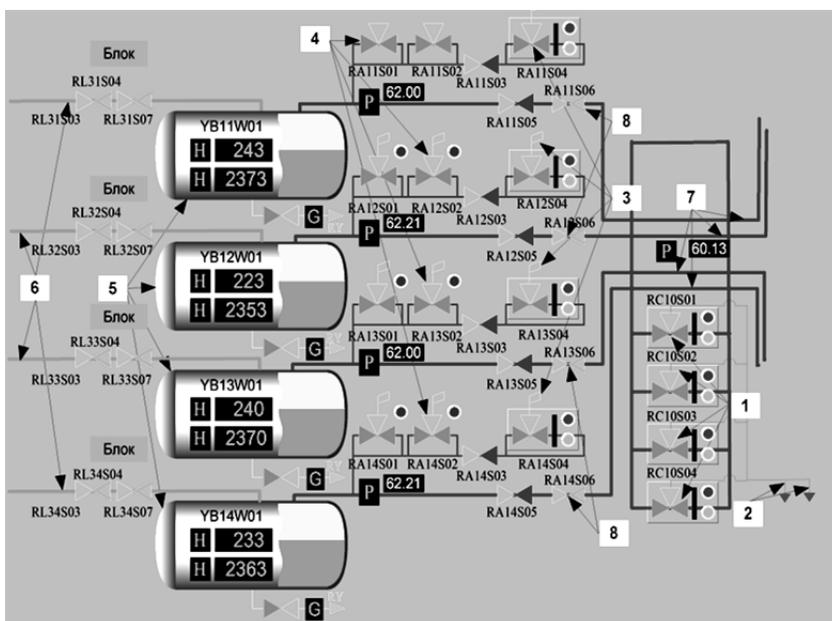


Рис. 2.5. Схематическое изображение системы защиты 2-го контура от превышения давления

2.1.6. Системы аварийного удаления газов и аварийной подачи питательной воды

Система аварийного газоудаления состоит из трубопроводов с арматурой, связывающих воздушники реактора, КД, коллекторов ПГ по первому контуру с барботером. В аварийных ситуациях, ко-

гда давление в первом контуре выше напора насоса аварийного впрыска бора, эта система используется для снижения давления в первом контуре. В аварийных ситуациях с оголением активной зоны и возникновением парциркулированной реакции трубопроводы этой системы могут использоваться для удаления парогазовой смеси из-под крышки реактора и из коллекторов ПГ.

Система аварийной подачи питательной воды предназначена для подачи питательной воды в ПГ в аварийных режимах, связанных с обесточиванием энергоблока и нарушением нормальной подачи питательной воды в ПГ. При обесточивании энергоблока система осуществляет подачу воды в ПГ и совместно с БРУ-А отводит остаточное тепловыделение активной зоны либо расхолаживает РУ до давления, при котором включается САОЗ низкого давления. Система состоит из трех независимых каналов, содержащих аварийный питательный насос, бак запаса химически обессоленной воды, трубопроводы и арматуру. Электродвигатели аварийных питательных насосов и привода оперативной арматуры подключены к надежному питанию.

2.1.7. Системы безопасности ЯЭУ для АЭС с ВВЭР-1000 нового поколения

После крупной аварии на АЭС «Три Майл Айленд» (США, 1979 г.) был поставлен вопрос о необходимости повышения безопасности и надежности АЭС с ВВЭР, уменьшении риска аварий с разрушением активной зоны и выходом расплавленной массы за пределы корпуса реактора. После катастрофы на Чернобыльской АЭС (1986 г.) на многие годы были свернуты практически все программы строительства новых энергоблоков АЭС, в том числе и энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000, которые были в строительном заделе. Необходимо было разработать концепцию нового поколения АЭС с ВВЭР – концепцию существенного повышения уровня безопасности (практического исключения риска аварий с разрушением активной зоны).

Прежде чем перейдем к изложению концепции нового поколения АЭС, сделаем небольшое отступление для краткой характеристики вышеуказанной аварии на АЭС «Три Майл Айленд». Аварии на Чернобыльской АЭС касаться не будем, так как данный тип ре-

актора не относится к водо-водяным реакторам и выходит за пределы содержания данного пособия.

Надо сказать, что причины этих аварий принципиально разные. Что касается аварии на американской АЭС «Три Майл Айленд», то эта авария по существу не является реактивной аварией. Причина этой аварии заключалась в следующем. Все началось с компенсируемой течи в 1-м контуре и обесточивания АЭС. Давление в реакторе снизилось до 60 ат, и сработала пассивная часть САОЗ. Перед срабатыванием САОЗ мощность активной зоны снизилась до уровня остаточных тепловыделений, а расход теплоносителя через зону снизился до уровня естественной циркуляции. При этом в некоторой части зоны возникло возвратное течение с опрокидыванием расхода в отдельных ТВС, что привело к сильному перегреву теплоносителя и его локальному запариванию. Пар начал накапливаться под крышкой и образовывать паровой пузырь над зоной, причем вода частично уходила в петли. Когда паровой пузырь существенно разросся, он опустился до уровня патрубков горячих ниток ГЦК и частично закупорил выход теплоносителя из реактора. При срабатывании САОЗ холодная вода не могла пробить паровой пузырь над зоной, попадала в каналы охлаждения граненой выгородки и частично в опускной участок реактора. Оттуда вода проникала под активную зону и тратилась на испарение в активной зоне. Таким образом, вся охлаждающаяся вода уходила на испарение, а пар повышал давление и ещё больше закупоривал реактор. Вся энергия остаточных тепловыделений уходила на нагрев топлива и в давление. Давление в реакторе повысилось до таких значений, что насосы аварийного впрыска борного раствора САОЗ высокого давления не могли пробить это давление, а насос плунжерного типа подавал воду в нитки ГЦК и не мог пробить паровой пузырь. Зона осталась без охлаждения и расплавилась. Поскольку оперативный персонал станции разбежался и реактор оставался без присмотра несколько часов до приезда аварийной бригады, то последствия данной аварии оказались гораздо серьёзней, чем в случае своевременного вмешательства.

Вернёмся к концепции проекта АЭС повышенной безопасности. Она была разработана совместно институтом «Атомэнергопроект», ОКБ «Гидропресс» и Российским научным центром «Курчатовский институт».

В концепцию существенного повышения уровня безопасности РУ с ВВЭР-1000 входит следующее:

- организация мер по существенному снижению вероятности тяжелого повреждения или расплавления активной зоны. Строгое выполнение программы обеспечения качества на всех этапах создания реакторной установки и энергоблока в целом. Оснащение энергоблоков системами диагностики, которые дают информацию о состоянии оборудования РУ в каждый момент времени. Формирование при необходимости советов оператору по состоянию оборудования (вплоть до введения в действие средств защиты);
- использование пассивных систем, работающих без подачи внешней энергии и без вмешательства оператора, для предотвращения повреждения и для поддержания длительного расхолаживания активной зоны при авариях. Исключение перерыва в надежном охлаждении активной зоны в любой ситуации во избежание ее перегрева и разрушения;
- использование как активных, так и пассивных систем расхолаживания активной зоны в случае возникновения аварии;
- выполнение мероприятий, повышающих способность РУ самой предотвращать развитие аварий и ограничивать тяжелые последствия без участия обслуживающего персонала и потребления внешней энергии. Заложить в конструкцию реактора физические принципы, приводящие к самогашению ядерной реакции в начале разгона и исключению ядерной аварии;
- применение систем барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ в окружающую среду и системы технических и организационных мер по защите каждого барьера;
- сохранение принципиальных основных технических решений по оборудованию и системам, подтвержденных положительным опытом эксплуатации АЭС с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000. Существенное повышение надежности оборудования, систем, устройств, приборов.

При разработке проекта РУ ВВЭР-1000 повышенной безопасности (В-392) сохранены принципиальные основные технические решения и оборудование, реализованные в проекте РУ В-320. Состав

систем безопасности РУ В-392 принципиально не отличается от РУ В-320. Напомним те усовершенствования, которые были сделаны в РУ В-320 после ряда лет эксплуатации реакторов малой серии (В-302, В-338).

1. Исключены главные запорные задвижки ДУ-850 на петлях главного циркуляционного контура, исключение ГЗЗ обосновывается следующим:

- серийные блоки АЭС должны работать в мощной энергосистеме, поэтому, при необходимости ремонта ПГ и ГЦН, блок может быть отключен без ограничений;
- оптимизируется компоновка РУ, уменьшаются длина и сопротивление петли ГЦК, увеличивается сейсмостойкость ГЦТ;
- уменьшается количество сварных швов на ГЦТ ДУ-850 (на 16 шт.), т.е. повышается надежность первого контура;
- исключаются циклы нагрузки петель, обусловленные срабатыванием ГЗЗ (нагрев-охлаждение при отключении-подключении петли) при сохранении эксплуатационных возможностей: возможности работы на неполном числе петель и ремонта без выгрузки зоны;
- исключаются оборудование и системы, связанные с ГЗЗ (например, дренажи, подпитка для уплотнений в ГЗЗ, система разогрева-расхолаживания петли), а также исключается проблема ремонта корпусов задвижек, что упрощает эксплуатацию и снижает капитальные затраты;
- возрастает конкурентоспособность РУ, так как реализуется техническое решение, внедренное на подавляющем большинстве зарубежных АЭС.

2. Принята «мокрая» перегрузка внутрикорпусных устройств, что обосновывается следующим:

- сокращается металлоемкость РУ за счет исключения защитного контейнера, некоторых грузоподъемных траверс и другого транспортного оборудования;
- сокращена грузоподъемность полярного мостового крана с 400 до 320 т;

- улучшена радиационная обстановка и контроль при перегрузке ВКУ, повышена безопасность при транспортировке ВКУ;
- существенно сокращена высота защитной оболочки и сокращены сроки строительства, стоимость строительства и эксплуатации защитной оболочки.

3. Усовершенствована система перегрузки топлива:

- увеличены размеры бассейна перегрузки, что позволяет выдерживать отработавшее топливо в бассейне не менее трех лет, т.е. появляется возможность вывозить топливо с АЭС непосредственно из реакторного помещения;
- приямок бассейна, в который устанавливается тяжеловесный контейнер для вывоза отработавшего топлива, выполнен ступенчатым, что соответствует требованиям МАГАТЭ о подъеме контейнера при его транспортировке на высоту не более 9 м;
- транспортно-технологическое оборудование, включая стеллажи бассейна перегрузки, выполнено в сейсмостойком исполнении.

4. Разработан главный циркуляционный насос ГЦН-195М с учетом опыта эксплуатации ГЦН-195, который был усовершенствован в следующих направлениях:

- обеспечена максимальная герметизация насоса, создание механического уплотнения вала с минимальными протечками, т.е. реконструкция узла, во многом определяющего надежность и безопасность работы ГЦН и АЭС в целом;
- снижена зависимость насоса от влияния обслуживающих систем АЭС, т.е. обеспечена максимальная автономность ГЦН;
- повышена пожарная безопасность ГЦН путем замены горючих масел на воду в системе смазки подшипников насоса и электродвигателя;
- обеспечена целостность и работоспособность насоса в горячем контуре без подачи охлаждающей воды при длительном обесточивании АЭС;
- созданы и внедрены диагностические средства, обеспечивающие качественный контроль ГЦН и его систем и возможность определения остаточного ресурса.

5. По результатам изготовления, испытаний и эксплуатации внесены конструктивные изменения в техническую документацию на привод ШЭМ, на блок верхний, на ВКУ, на ТВС, на сборки ПС СУЗ и пучки СВП и т. д.

Также при разработке проекта РУ ВВЭР-1000 повышенной безопасности (В-392) выполнены требования новых российских нормативно-технических документов и рекомендаций МАГАТЭ. Особое внимание уделено повышению надежности, ресурса, экономичности и безопасности основного оборудования и применению усовершенствованных пассивных и активных систем безопасности с независимыми каналами разного принципа действия.

В проекте РУ В-392 применен усовершенствованный реактор В-392, усовершенствованный ПГ, ГЦН с усовершенствованной конструкцией уплотнений. Повышена эффективность системы аварийной защиты за счет увеличения количества ОР СУЗ, что позволяет поддерживать реактор в подкритическом состоянии при расхолаживании до 100 °С без ввода борного раствора. В проекте реактора В-392 применена более экономичная и надежная активная зона, исключая положительные эффекты реактивности из-за обратных связей по параметрам, обеспечены отрицательные коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя и топлива в течение всей кампании.

В реакторе применен совмещенный контроль распределения энерговыделений по высоте ТВС, температуры теплоносителя на входе и выходе из ТВС и уровня теплоносителя в реакторе (при запроектных авариях). Установка образцов-свидетелей корпусной стали осуществляется на внутренней поверхности корпуса реактора напротив активной зоны, что приближает условия воздействия нейтронного потока на металл образцов-свидетелей к реальным условиям облучения корпуса реактора.

В проекте В-392 предусмотрено использование усовершенствованного ПГ, в котором улучшена конструкция крепления пучка теплообменных труб, организована продувка из мест с наибольшей концентрацией солей в котловой воде ПГ. Предусмотрен новый насос ГЦНА-1391 с уплотнением вала, исключаящим течь теплоносителя при обесточивании на 24 часа, позволяет сохранить плотность главного циркуляционного контура при отсутствии подачи запирающей воды ГЦН.

В проекте РУ В-392 применены новые пассивные системы управления запроектными авариями:

- пассивная система быстрого ввода бора (СБВБ) в теплоноситель первого контура в режиме отказа аварийной защиты реактора;
- система отвода остаточных тепловыделений в авариях с потерей всех источников электроснабжения переменного тока (СПОТ);
- дополнительная система пассивного залива активной зоны (ГЕ-2) при течах из первого контура при полном обесточивании АЭС.

В проекте РУ В-392 применены усовершенствованные активные системы безопасности и концепция «течь перед разрывом» для трубопроводов первого контура. Внедрение этой концепции снижает вероятность разрывов трубопроводов, так как раннее обнаружение течи позволяет принять своевременные меры для предотвращения аварии. При этом обеспечивается необходимый контроль протечек теплоносителя и состояния металла, а также упрощается обслуживание оборудования и систем нормальной эксплуатации и систем безопасности за счет отказа от применения массивных опор-ограничителей, улучшается компоновка помещений.

В проекте РУ В-392 применены новые, более совершенные системы АСУ ТП и системы диагностики, которые позволят получить необходимую информацию и управлять технологическими процессами в РУ с целью предотвращения развития и смягчения последствий аварий. Система диагностики выполняет основные функции контроля состояния корпуса реактора, ПГ, арматуры, трубопроводов, возникновения и развития дефектов в материале оборудования, обнаружения течей, свободно движущихся предметов в контуре, шумового контроля приводов СУЗ, ВКУ и ГЦН.

В проекте РУ В-392 применен бассейн перегрузки с уплотненным хранением топлива и усовершенствованная система перегрузки топлива.

В проектном обосновании РУ В-392 учтены запроектные аварии и сейсмические воздействия при землетрясении:

- при землетрясении интенсивностью, меньшей или равной проектному землетрясению (до 7 баллов по шкале MSK-64),

РУ должна обеспечивать нормальное функционирование без остановки;

- при землетрясении с интенсивностью большей, чем проектное землетрясение, вплоть до максимального расчетного землетрясения (8 баллов по шкале MSK-64), РУ должна обеспечивать возможность ее безопасной остановки и расхолаживания.

Особенностью усовершенствованных проектов нового поколения, к которым относится и проект РУ В-392, является учет в проектах требований новых нормативных документов по управлению запроектными авариями. В качестве запроектной определена авария, вызванная не учитываемыми для проектных аварий исходными событиями или сопровождающаяся дополнительными, по сравнению с проектными, авариями, отказами систем безопасности сверх единичного отказа, реализацией ошибочных решений персонала. Введено также понятие «тяжелая запроектная авария» — запроектная авария с повреждением твэлов выше максимального проектного предела, при которой может быть достигнут предельно допустимый аварийный выброс радиоактивных веществ в окружающую среду. При проектировании систем исходили из необходимости обеспечения пассивного действия систем, не требующих для своей работы внешнего воздействия. На основе вероятностных оценок установлено, что реализация проектной концепции дает возможность достигнуть $5 \cdot 10^{-8}$ 1/реактор в год по частоте тяжелого повреждения активной зоны, т.е. удовлетворить современным нормативным требованиям.

Принципиальная схема основного оборудования и систем РУ В-392 представлена на рис. 2.6. Основные технические характеристики приведены на с. 88.

В проекте РУ В-392 применены три новые системы управления запроектными авариями (ЗПА), отсутствующие в проекте РУ В-320:

система быстрого ввода бора (СБВБ);

система отвода остаточных тепловыделений в авариях с потерей всех источников электроснабжения переменного тока (СПОТ);

дополнительная система пассивного залива активной зоны (ГЕ-2).

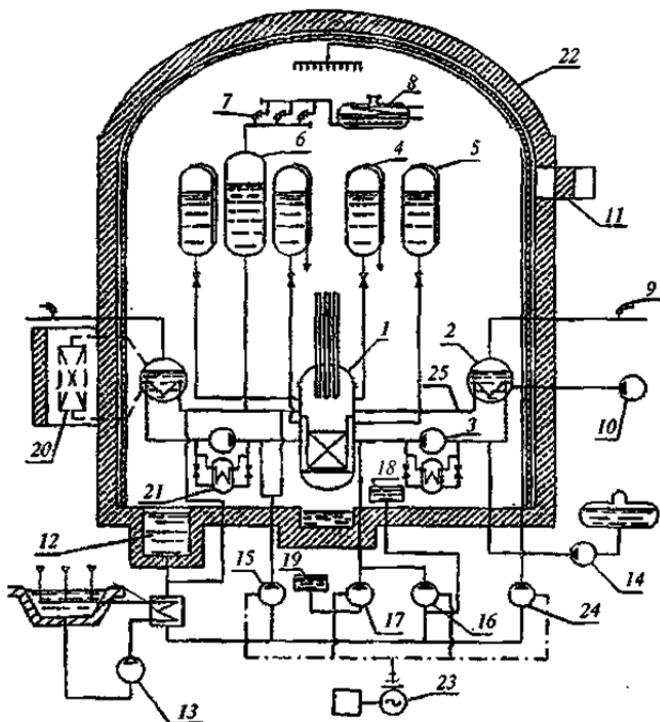


Рис. 2.6. Принципиальная схема основного оборудования и систем РУ В-392: 1 – реактор; 2 – ПГ; 3 – ГЦН; 4 – гидроёмкость САОЗ первой ступени; 5 – гидроёмкость САОЗ второй ступени; 6 – КД; 7 – ПК КД; 8 – барботер; 9 – ПК ПГ; 10 – насос аварийной подпитки ПГ; 11 – фильтр на ГО; 12 – бак-приямок с запасом борного раствора; 13 – насос технической воды; 14 – насос системы подпитки 1-го контура; 15 – насос расхолаживания системы САОЗ; 16, 17 – насосы аварийного впрыска борного раствора высокого давления; 18, 19 – баки борного раствора; 20 – пассивная система отвода остаточного тепла; 21 – пассивная система быстрого ввода бора; 22 – защитная оболочка; 23 – дизель-генератор; 24 – насос спринклерной системы; 25 – главный циркуляционный трубопровод

СБВБ состоит из четырех каналов по числу петель первого контура. Канал системы представляет собой контур байпасирования главного циркуляционного насоса, содержащий емкость концентрированного раствора бора, и трубопроводы с быстродействующей арматурой, соединяющие емкость с «холодной» ниткой циркуляционной петли.

Основные технические характеристики реактора (проект В-392)

Номинальная тепловая мощность, МВт	3012
Давление в реакторе на выходе из активной зоны, МПа	15,7
Температура теплоносителя в реакторе, °С:	
– на входе в реактор	291
– на выходе из реактора	321
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	84 800
Средняя линейная плотность энерговыделений, Вт/см	166
Максимальная линейная плотность энерговыделений, Вт/см	448
Количество тепловыделяющих сборок, шт.	163
Количество органов регулирования СУЗ, шт.	До 121
Обогащение топлива подпитки по ²³⁵ U, % (вес.)	До 4,4
Средняя глубина выгорания топлива (в стационарном топливном цикле), МВт×сут./кг U	43
Время работы на номинальной мощности в течение года (эффективное), ч	7000

При появлении сигнала на останов реактора и при отсутствии снижения мощности арматура открывается и ГЦН выталкивает борный раствор в циркуляционную петлю (как при работающих, так и на выбеге ГЦН). Критерием безопасности в этом случае является неперевышение максимального проектного предела повреждения твэлов.

СПОТ представляет собой четыре группы контуров естественной циркуляции, каждый из которых включает ПГ и воздушный теплообменник. В теплообменниках СПОТ конденсируется пар, поступающий из ПГ, а образующийся конденсат стекает в ПГ. Охлаждающий атмосферный воздух поступает к поверхностям теплообменника через регулирующий шибер при ЗПА с полным обесточиванием АЭС и потерей надежного электропитания от дизельных генераторов. Проектная мощность системы составляет 2% от номинальной мощности реактора.

Дополнительная система пассивного залива активной зоны ГЕ-2 состоит из четырех групп, в каждой группе две емкости по 120 м³. Эти емкости соединены с первым контуром трубопроводами с пружинными клапанами, которые открываются при падении давления в контуре ниже 1,5 МПа и борный раствор сливается в реактор под действием гидростатического напора. Система рассчитана на

ЗПА с разрывом ГЦГ и наложением отказа дизельных генераторов. Система должна обеспечивать длительную подачу борного раствора для охлаждения активной зоны.

В проекте АЭС с РУ В-392 обосновано, что вероятность плавления активной зоны не превышает 10^{-6} 1/реактор в год, а вероятность превышения аварийного предельного выброса радиоактивных веществ не превышает 10^{-7} 1/реактор в год. Таким образом, вероятностные критерии безопасности АЭС нового поколения удовлетворяют всем необходимым требованиям нормативных документов.

По результатам разработки проекта АЭС с РУ В-392 получена лицензия Госатомнадзора России на начало строительства 6-го энергоблока Нововоронежской АЭС. Результаты разработки проекта реакторной установки В-392 использованы в проекте РУ В-412 для АЭС «Куданкулам» в Индии.

В 1990 г. началось сотрудничество российских организаций с финской национальной электрической компанией ИВО-ИН по разработке нового проекта энергоблока с РУ В-428 (первоначальный индекс проекта – АЭС-91). Этот проект основывался на опыте проектирования, строительства и эксплуатации энергоблоков АЭС с РУ В-320 и предложениях финской стороны по учету в проекте требований зарубежных НТД (в частности, нормативных документов США по разработке PWR).

По сравнению с проектом АЭС с РУ В-320 в проекте АЭС-91 предусматривалось:

- улучшение характеристик активной зоны реактора;
- повышение эффективности систем контроля и защиты;
- четырехканальная система безопасности;
- двойная защитная оболочка здания реактора;
- топливный бассейн внутри защитной оболочки рассчитан на выдержку отработавшего топлива в течение десяти лет, что исключает необходимость строительства отдельного хранилища для отработавшего топлива;
- размещение тяжелого оборудования на более низких отметках здания реактора, а также другие меры по улучшению сейсмостойкости АЭС;

- транспортировка тяжелого оборудования (корпуса реактора, парогенератора, контейнера для отработавшего топлива и т.д.) через транспортные шлюзы в защитной оболочке;
- обеспечение доступа персонала в защитную оболочку при эксплуатации реактора на мощности;
- оптимизация компоновки оборудования и помещений для уменьшения объема строительного-монтажных работ и расхода материалов;
- увеличение проектного срока службы основного технологического оборудования с 30 до 40 лет.

Проект АЭС-91 предназначался для АЭС в Финляндии. Однако выступления «зеленых» и изменение политического климата не позволили финскому правительству принять положительное решение в части строительства этого блока АЭС. Опыт, который был накоплен в результате тесного технического сотрудничества обеих сторон по проектированию, строительству и эксплуатации АЭС, позволяет теперь выступать финским специалистам в качестве консультантов и экспертов, привлекаемых третьей стороной при рассмотрении проектов ВВЭР. Результаты работы над проектом АЭС-91 способствовали принятию решения о строительстве АЭС с ВВЭР-1000 в Китае. В декабре 1992 г. было подписано Соглашение Правительства КНР и Правительства России о сотрудничестве в сооружении атомной электростанции в Китае, а в мае 1997 г. был подписан Контракт на технический проект АЭС. В декабре 1997 г. был заключен Генеральный контракт на строительство двух энергоблоков, каждый из которых оснащен оборудованием РУ В-428 и турбогенераторной установкой К-1000-60/3000. В декабре 1999 г. было подписано Дополнение № 10 к Генеральному контракту на разработку комплекта технической документации для Тяньваньской АЭС. В результате выполненных работ по проекту реакторной установки В-428 и по проекту АЭС надзорные органы Китая выдали в 1999 г. разрешение на строительство Тяньваньской АЭС. К настоящему времени Тяньваньская АЭС введена в строй и успешно работает не один год.

Проект РУ В-428 является развитием серийного проекта РУ В-320 на основе полученного опыта эксплуатации РУ В-ВЭР-1000 в течение длительного срока. При разработке проекта выполнены требования НТД России и рекомендации МАГАТЭ по повышению безопасности ВВЭР-1000.

Усовершенствование РУ ВВЭР-1000 заключается в повышении надежности, безопасности и экономичности установки за счет:

- расширения спектра проектных режимов;
- применения улучшенных и проверенных конструктивных решений и оборудования;
- применения усовершенствованной, более экономичной и надежной активной зоны, исключая положительные эффекты реактивности из-за обратных связей по параметрам;
- применения новых, более совершенных систем контроля и управления и специальных систем управления запроектными авариями;
- разработки специальных технических средств и специальных систем для смягчения последствий тяжелых аварий, включая устройство для улавливания расплава активной зоны.

В январе 1995 г. был подписан Контракт на завершение строительства 1-го блока АЭС «Бушер» в Иране. Контрактом предусмотрена разработка реакторной установки с использованием оборудования и технологии РУ В-392, в качестве референтного определен 4-й блок Балаковской АЭС. Реакторная установка для АЭС «Бушер» разработана под индексом В-446. РУ В-446 отличается от РУ В-392 компоновкой петель главного циркуляционного контура (из-за специфических решений существующих строительных конструкций, спроектированных немецкой фирмой KWU) и системами безопасности. При разработке проекта РУ В-446 учитывались результаты обследования на 1-м блоке АЭС «Бушер» фактического состояния оборудования KWU, применяемого в составе проекта достройки блока, высокая сейсмичность площадки, влажный морской климат. В настоящее время продолжаются работы по подготовке к пуску 1-го энергоблока Бушерской АЭС.

В июле 1998 г. был подписан Контракт на разработку технического проекта АЭС, состоящей из двух энергоблоков с РУ В-412, сооружаемую в Куданкуламе, Индия. Проект РУ В-412 базируется

на технических решениях РУ В-392. В проекте РУ В-412 применены следующие усовершенствования, о которых шла речь выше:

реактор ВВЭР-1000 с усовершенствованной, более экономичной и надежной активной зоной;

усовершенствованный ПГ;

главный циркуляционный насос с усовершенствованной конструкцией уплотнений;

СПОТ, СБВБ и система ГЕ-2;

АСУ ТП, включая комплекс систем диагностики;

концепция «течь перед разрушением».

В проекте реакторной установки В-412 учтены дополнительные требования Заказчика, обусловленные спецификой объекта:

применение новых пассивных систем безопасности и традиционных активных систем безопасности;

расширение спектра проектных и запроектных аварий, для которых обоснована техническая безопасность оборудования АЭС;

учет сейсмических воздействий и требований к маневренности энергоблока, специфических для АЭС «Куданкулам».

На этом модернизация ЯЭУ с ВВЭР не остановилась. На базе проектов В-392, В-412, В-428, В-446 в настоящее время полным ходом идут работы по разработке нового проекта ЯЭУ с ВВЭР в рамках программы АЭС-2006. Главное отличие данного проекта заключается в повышении мощности энергоблока при сохранении основных технических решений, принятых для предыдущих проектов. Данное форсирование обеспечивается в основном за счет повышения к.п.д. турбины и увеличения тепловой мощности реактора. Увеличение мощности реактора обеспечивается за счет удлинения топливной части твэлов, усовершенствования конструкции ТВС, повышение точности и надежности расчетно-измерительного комплекса в составе СВРК и устранения излишнего консерватизма в расчетном обосновании технической безопасности АЭС. Об этом пойдет речь в следующей главе.

По проекту АЭС-2006 намечено строительство Ново-воронежской АЭС-2 и Ленинградской АЭС-2. Что касается действующих АЭС и строящихся по проекту В-320 и В-392, то для них планируется переход энергоблоков на мощность 102 % номинального значения (3060 МВт) и увеличение длительности работы топливной загрузки до 1.5 лет между перегрузками. В этом случае длитель-

ность кампании увеличится до 4.5 лет. При формировании топливных загрузок на этих блоках будет использоваться схема перегрузок: IN-IN-IN-OUT и IN-IN-OUT-IN. В этом случае время жизненного цикла энергоблока удастся продлить с 30 до 50 лет. Примером такого блока станет 4-й энергоблок Калининской АЭС.

2.2. Состав систем безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1200 по проекту АЭС-2006

Дальнейшая модернизация ЯЭУ с ВВЭР продолжилась на базе проектов В-392, В-412, В-428, В-446. В настоящее время полным ходом идут работы по разработке нового проекта ЯЭУ с ВВЭР-1200 в рамках программы АЭС-2006. Главное отличие данного проекта заключается в повышении мощности энергоблока при сохранении основных технических решений, принятых для предыдущих проектов. Данное форсирование обеспечивается в основном за счет повышения к.п.д. турбины и увеличения тепловой мощности реактора. Увеличение мощности реактора обеспечивается за счет удлинения топливной части твэла, усовершенствования конструкции ТВС, повышения точности и надежности расчетно-измерительного комплекса в составе СВРК и устранения излишнего консерватизма в расчетном обосновании технической безопасности АЭС. Об этом пойдет речь в следующей главе.

Основные показатели ЯЭУ с ВВЭР-1200 в рамках проекта АЭС-2006 выглядят следующим образом:

- электрическая мощность блока 1200 МВт;
- эффективность (к.п.д., брутто) – 35,9 %;
- срок службы незаменимого оборудования не менее 60 лет;
- повышенная эффективность использования топлива;
- коэффициент технического использования, усредненный за срок службы АЭС – 92 %;
- коэффициент использования установленной мощности, усредненный за весь срок службы АЭС – 90 %;
- использование современных топливных циклов;
- длительность между перегрузками – 24 месяца;
- удельные капитальные вложения в строительство АЭС с РУ АЭС-2006 (ВВЭР-1200) – не более 35500 руб/кВт (в ценах

2006 года). Эта величина ниже на 20 % по сравнению с АЭС с ВВЭР-1000;

- себестоимость отпускаемой электроэнергии (без учета налоговых отчислений) – не более 0,45 руб/кВт.ч (в ценах 2006 года).

Для повышения более высокого уровня безопасности в проекте АЭС-2006 технические решения были направлены на усиление свойств внутренней самозащитенности РУ с ВВЭР. На рис. 2.7 показаны пассивные системы безопасности, которые предусмотрены в проекте АЭС-2006 дополнительно к системам в проектах ВВЭР-1000. К этим системам относятся пассивная САОЗ второй ступени (ГЕ-2), система быстрого ввода бора в 1-й контур (СБВБ), пассивная система отвода остаточного тепла из активной зоны (СПОТ).

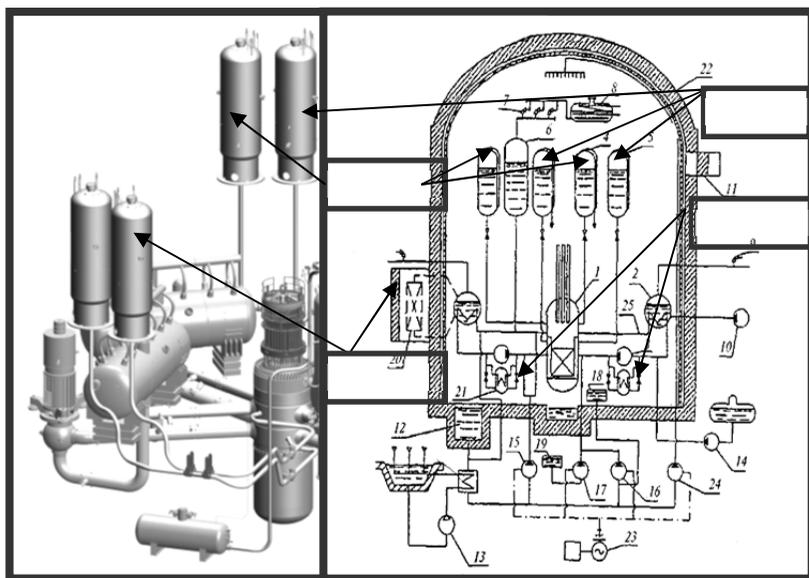


Рис. 2.7. Схематическое изображение дополнительных систем безопасности в ЯЭУ ВВЭР-1200 по проекту АЭС-20006

Основные отличия ВВЭР-1200 от ВВЭР-1000, направленные на увеличение проектного срока службы корпуса реактора до 60 лет с

учетом увеличения тепловой мощности реактора до 3200 МВт, состоят в следующем:

- увеличен на 100 мм внутренний диаметр корпуса реактора в районе активной зоны с целью уменьшения потока нейтронов на корпус реактора;
- реализовано увеличенное количество органов СУЗ (до 121 шт.) для снижения температуры повторной критичности ниже 100 °С;
- улучшены условия охлаждения активной зоны в аварийных ситуациях с потерей теплоносителя (за счет увеличения объема теплоносителя в реакторе);
- снижены дозовые нагрузки на персонал за счет использования конструкционных материалов с минимальным содержанием кобальта;
- используется схема перегрузки топлива с загрузкой выгоревшего топлива на периферию активной зоны;
- снижено содержание никеля в обечайках корпуса реактора.

В качестве ГЦН применяется ГЦН-1391, в котором здесь отмечены следующие особенности:

- использован главный радиально-осевой подшипник с водяной смазкой;
- индивидуальная система смазки;
- планируется водяное охлаждение за счет исключения масляной системы охлаждения;
- пуск двигателя осуществляется вначале до 750 об/мин, а затем производится переход на номинальную скорость вращения 1000 об/мин.

Особенности активной зоны и топливного цикла реактора ВВЭР-1200 заключаются в следующем:

активная зона предусматривает возможность продления топливного цикла за счет использования температурного и мощностного эффектов реактивности на срок службы до 60 суток;

активная зона предусматривает повышенный уровень выгорания топлива на уровне 70 МВт*сут/кг урана в среднем по максимально выгоревшей ТВС;

конструкция ТВС является ремонтпригодной и обеспечивает возможность дистанционного извлечения и замены де-

фектного твэла с помощью простых ремонтных приспособлений;

увеличение массы загружаемого в реактор топлива за счет усовершенствования твэла (удлинение топливной части твэла и уменьшение центрального отверстия в топливной таблетке);

использование в конструкции современных ТВС угловых ребер жесткости, которые устраняют очень вредный азимутальный изгиб кассет.

Ниже приводятся технические характеристики активной зоны реактора ВВЭР-1200.

Номинальная тепловая мощность, МВт.....	3200
Число ТВС, шт.	163
Номинальная загрузка реактора UO_2 , кг.....	~85412
Высота активной зоны в холодном состоянии, м	3,73
Эквивалентный диаметр активной зоны, м	3,165
Средняя линейная тепловая мощность твэла, кВт/см.....	~167,8
Средняя энергонапряженность ТВЭЛ, кВт/шт	~62,9
Давление теплоносителя на выходе из активной зоны, номинальное, МПа.....	16,2
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч.....	86000
Температура теплоносителя на входе в реактор при номинальной мощности, °С.....	298

Механическая система управления и защиты состоит из 121 ОР СУЗ. Все 121 ОР СУЗ ВВЭР-1200 разбиты на 12 групп. Каждая группа содержит от шести до 12 одновременно перемещаемых ОР СУЗ. Распределение ОР СУЗ по группам приведено на рис 2.8.

Четыре группы с номерами 12, 11, 10 и 9, содержащие, соответственно шесть, семь и по девять ОР СУЗ, являются регулируемыми. Они выбраны исходя из возможности останова реактора с номинального уровня мощности при наименьшем возмущении распределения энерговыделения. Данные группы могут использоваться также в проектных режимах разгрузки реактора и при управлении распределением энерговыделения в переходных режимах на ксеноне. Группа № 12 является рабочей.

Поглощающие стержни каждой группы располагаются на одной высоте и перемещаются одновременно. ОР СУЗ представляет собой пучок из 18 одинаковых поглощающих стержней, каждый из

которых содержит в нижней части (~ 300 мм) поглотитель из титана диспрозия, а в остальной части – карбид бора с естественным содержанием изотопов бора. Диспрозий является (n, γ) поглотителем и он в меньшей степени подвержен радиационным повреждениям по сравнению с боросодержащим (n, α) поглотителем. Применение комбинированного поглотителя позволяет увеличить срок службы ПС СУЗ.

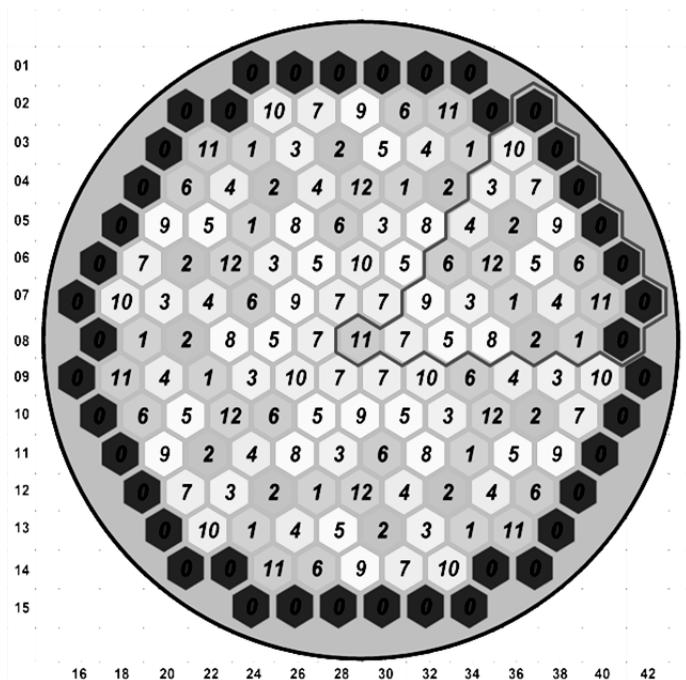


Рис. 2.8. Распределение ОП СУЗ по группам

Для выполнения проектного задания по длительности кампании топлива, связанного с переходом на 4-годичный и 5-годичный топливные циклы (топливо от момента загрузки находится в зоне 4 или 5 лет), в активную зону загружаются свежие ТВС с обогащением топлива по урану-235 4.0% и 4.95% в разной пропорции для 4-летнего и 5-летнего циклов. Для компенсации избыточной реактивности в начале кампании в составе ТВС используется повышенное по сравнению с ВВЭР-1000 число ТВЭГ, равное 12 (для реали-

зации трехгодичного топливного цикла в составе ТВС использует- ся 6 или 9 ТВЭГ). Эта ТВС является базовой для проекта АЭС- 2006. Картограмма базовой ТВС показана на рис. 2.9.

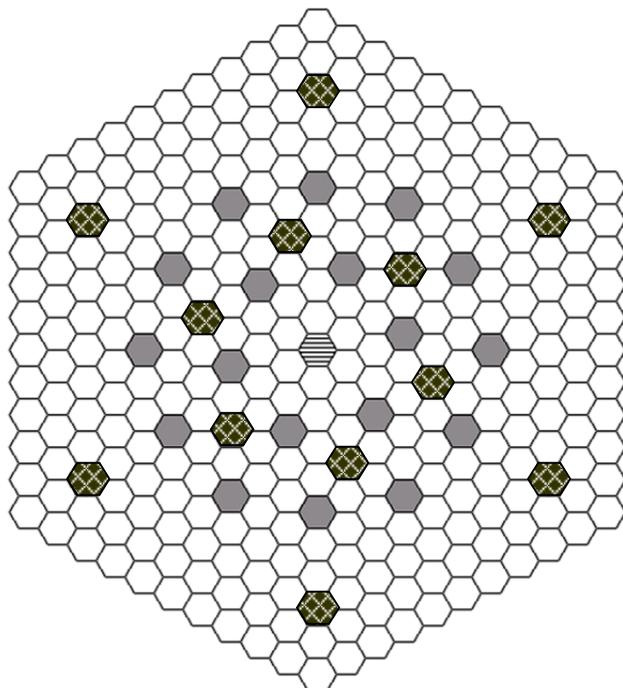


Рис. 2.9. Расположение тепловыделяющих и конструктивных элементов в ТВС для ЛАЭС-2:

-  – твэл с основным обогащением по ^{235}U топлива из UO_2 , равным 4,81;
-  – направляющая трубка под поглощающий элемент (ПЭЛ);
-  – твэл с примесью окиси гадолиния Gd_2O_3 – ТВЭГ-5–8 % Gd_2O_3 , обогащение топлива 3,6 %;
-  – центральная трубка

Детальные сведения по конструкции ТВС ВВЭР-1200 приведены в учебном пособии «Физические и конструкционные особенности ЯЭУ с ВВЭР» [13], интересующего читателя отсылаем к этим материалам.

2.3. Перспективы мировой атомной энергетики на базе водо-водяных реакторов

В ближайшие 15-20 лет в России планируется построить от 25 до 34 энергоблоков с реактором ВВЭР-1200(1500). В табл. 2.1. приведены названия площадок под строительство АЭС для этих энергоблоков.

Таблица 2.1

Названия площадок под строительство АЭС с ВВЭР-1200(1500)

АЭС	Количество реакторов, планируемых к постройке	
	min	max
Нижегородская	3	4
НВ АЭС-2	2	2
ПАТЭС	2	2
Центральная АЭС	2	2
Южно-Уральская АЭС	2	4
Тверская АЭС	1	4
Северская АЭС	2	2
Калининградская АЭС	2	2
Волгодонская (Ростовская)	2	2
Балаковская	2	2
Белоярская	1	1
Калининская	1	1
Курская	1	1
Ленинградская	2	2
Башкирская	0	3
Итого:	25	34

Перспектива воодушевляет, но она требует не только напряженной и слаженной работы большого количества институтов, проектных организаций и заводов, но и высокопрофессиональной подготовки кадров для атомной отрасли во многих вузах страны, и в первую очередь в МИФИ. Одну из этих задач по подготовке кадров и решает настоящее учебное пособие, предназначенное для студентов старших курсов, аспирантов и преподавателей МИФИ.

Что касается наших коллег на Западе, то ведущую роль в атомной энергетике принадлежит американской фирме Westinghouse Electric, европейскому консорциуму AREVA, образованному на базе французской корпорации FRAMATOM и немецкой фирмы SIMMENS.

Остановимся несколько подробнее на последних разработках Westinghouse Electric – проекте AP-1000 (аналог ВВЭР-1000). Энергоблок по проекту AP-1000 является двухпетлевым PWR с одной горячей и двумя холодными нитками на каждой петле (рис. 2.10).

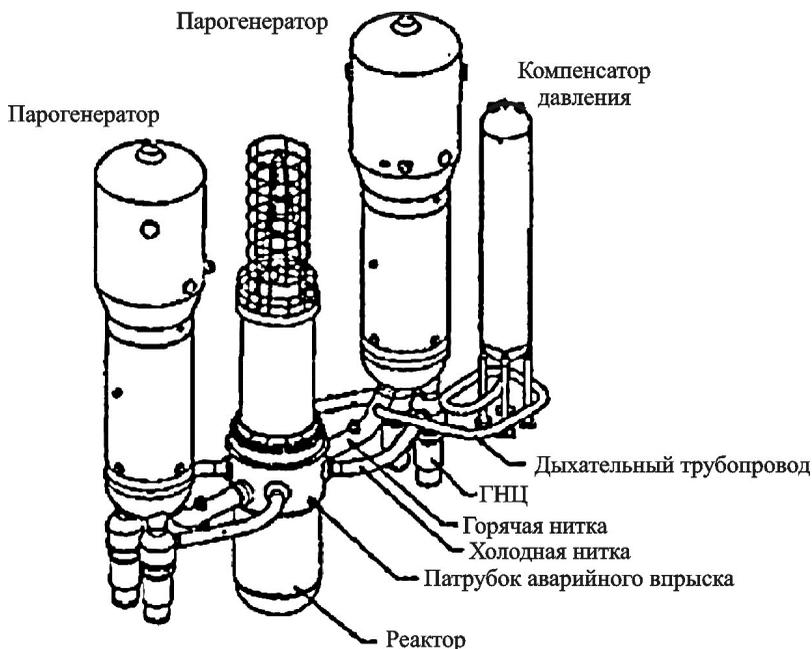


Рис. 2.10. Схематическое изображение основных элементов ЯЭУ по проекту AP-1000

Реактор AP-1000 аналогичен реактору стандартного трехпетлевого PWR фирмы Westinghouse с измененным расположением патрубков, улучшенными характеристиками активной зоны (решетки из циркалоя, достигнуто повышенное выгорание топлива), отсутствием Inco-nel-600 (быстро теряет свои прочностные свойства при поглощении нейтронов) в сварных швах корпуса реактора.

В проекте AP-1000 предусмотрено два вертикальных парогенератора и четыре главных циркуляционных насоса (ГЦН) бессальникового типа, подключенных непосредственно к днищу парогенератора. Конструкция и место установки насосов исключают возможность течи через их уплотнения, снижают потери давления и предотвращают оголение активной зоны при малых течах теплоносителя 1-го контура.

Подход к обеспечению безопасности AP-1000 основан на использовании пассивных принципов (естественной циркуляции воды, водяного пара и воздуха, действия силы тяжести или энергии сжатого газа, пружины или аккумуляторной батареи). Проект AP-1000 удовлетворяет всем требованиям NRC (Национальный регулирующий орган в атомной энергетике в США), начиная от принципа единичного отказа и заканчивая новыми требованиями к пассивным АЭС. В том числе проект удовлетворяет требованию о необходимости обеспечения пассивного охлаждения при наиболее неблагоприятной аварии в течение не менее трех суток без использования внешних источников энергии и действий оператора. Результаты проведенных теплогидравлических анализов показывают, что при гильотинном разрыве трубопровода 1-го контура температура оболочек твэлов, оцененная с учетом неопределенностей, не превысит значения 1162 °С. При потере расхода теплоносителя обеспечивается 19 %-ный запас до кризиса теплообмена, а при разрыве трубопровода питательной воды запас до переохлаждения составляет 78 °С.

Несколько слов о пассивных системах безопасности ЯЭУ по проекту AP-1000. В системах безопасности не используются насосы, вентиляторы, а также дизель-генераторы и другие источники переменного тока. Для запуска ряда пассивных процессов применяются клапаны, причем для срабатывания некоторых из них требуется поступление аварийного сигнала и запасенная энергия (сжатый газ, аккумуляторная батарея или пружина). В конструкции большинства электроприводных клапанов реализован принцип безопасного отказа, т.е. при нормальной эксплуатации они находятся под напряжением и удерживаются в закрытом положении, а при обесточивании привода срабатывают. Пассивная система аварийного охлаждения обеспечивает аварийный впрыск, сброс давления и отвод остаточных тепловыделений в течение длительного

периода времени. Для аварийного впрыска используются три источника воды, трубопроводы которых непосредственно подсоединены к патрубкам корпуса реактора (рис. 2.10, 2.11):

- два гидроаккумулятора сферической формы, подобные установленным аккумуляторам на действующих АЭС с PWR, которые содержат борированную воду под давлением сжатого азота и отделены от реактора парой обратных клапанов;
- два бака аварийной подпитки большого объема с холодной борированной водой, изготовленные из нержавеющей стали и выполняющие те же функции, что и высоконапорная система аварийного охлаждения активной зоны на обычных PWR.

Верхняя часть баков соединена с холодной ниткой петли 1-го контура, поэтому баки находятся под давлением 1-го контура. Запуск механизма впрыска, основанного на естественной циркуляции (ЕЦ), осуществляется путем открытия клапана на линии, соединяющей бак с реактором. Бассейн перегрузки, который выполнен из бетона, расположенный на более высоких отметках чем реакторная установка, находится под атмосферным давлением и содержит большой запас холодной борированной воды, достаточный для затопления помещений защитной оболочки до уровня выше крышки реактора. При нормальной эксплуатации бассейн перегрузки отключен от реакторной установки взрывными и обратными клапанами. Для срабатывания ряда подсистем системы аварийного охлаждения необходим контролируемый относительно медленный сброс давления в 1-м контуре до атмосферного, для чего предусмотрены четыре подсистемы клапанов, на каждом из которых последовательно установлено по два нормально закрытых клапана. Три подсистемы обеспечивают сброс среды из парового пространства компенсатора давления в бассейн перегрузки, первая из них открывается по сигналу о низком уровне в баке аварийной подпитки, а остальные две – с задержкой по времени. Открытие клапанов четвертой подсистемы соединяет горячие нитки петель 1-го контура с атмосферой защитной оболочки и обеспечивает снижение давления в них до низких параметров. После этого возможен залив активной зоны реактора из бассейна перегрузки под действием силы тяжести.

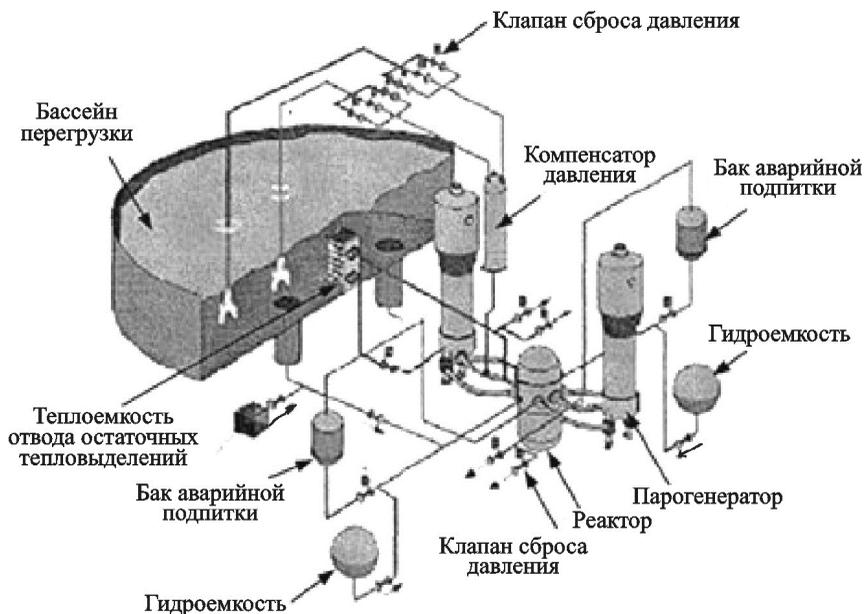


Рис.2.11. Пассивные системы безопасности AP-1000

В общей сложности для отвода остаточных тепловыделений от активной зоны реактора используется пять процессов ЕЦ:

1. ЕЦ в петлях 1-го контура.
2. ЕЦ через рассмотренные выше баки аварийной подпитки.

3. ЕЦ через пассивную подсистему теплообменника отвода остаточных тепловыделений, который подключен к холодной и горячей ниткам петли 1-го контура и погружен в бассейн перегрузки. Теплообменник обеспечивает отвод тепла от 1-го контура при переходных процессах, связанных с потерей теплоотвода через 2-й контур или разрывах трубопроводов питательной воды и паропроводов острого пара. Более одного часа тепло отводится за счет нагрева воды в бассейне перегрузки, а затем за счет ее кипения с выходом пара в объем защитной оболочки.

4. ЕЦ в защитной оболочке, когда пар конденсируется на стенках стальной защитной оболочки и возвращается в бассейн перегрузки.

5. ЕЦ воздуха, обеспечивающая наружное охлаждение стальной защитной оболочки (рис. 2.12). Для этого во внешней бетонной

оболочке сделаны вентиляционные каналы, которые предназначены для доступа воздуха из окружающей среды к стальной защитной оболочке. В начале аварии с течью теплоносителя 1-го контура процесс охлаждения защитной оболочки интенсифицируется путем ее орошения водой из большого водяного бака, расположенного в верхней части бетонной защитной оболочки.

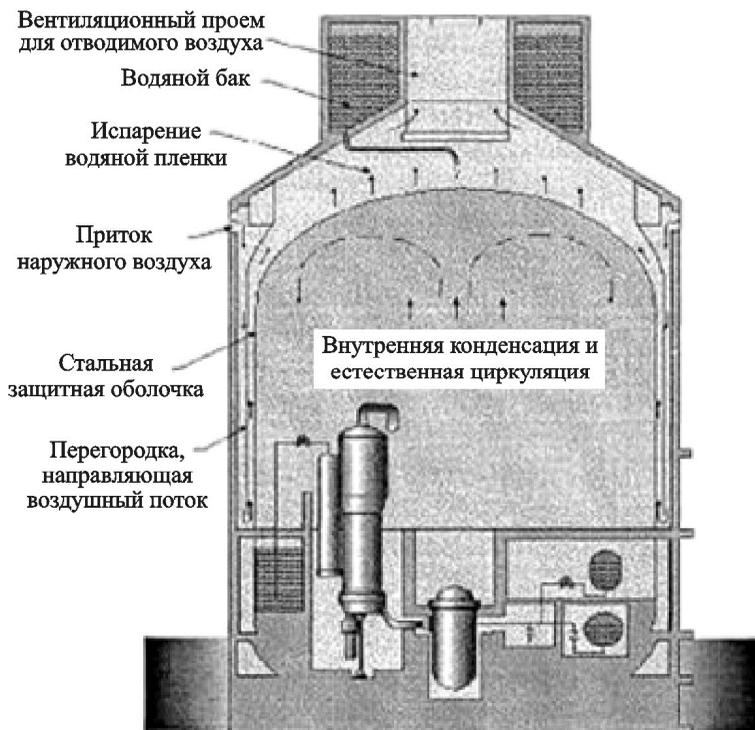


Рис. 2.12. Пассивное охлаждение защитной оболочки

Более привлекательным, на наш взгляд, представляется другой западный аналог: ЯЭУ с реактором EPR, являющаяся совместной разработкой французского концерна FRAMATOM и немецкого концерна SIMMENS.

Реактор EPR относится к реакторам типа PWR (водо-водяных реакторов с водой под давлением) мощностью 1628 МВт. Проектный срок службы энергоблока составляет 60 лет.

Реакторная установка EPR, имеющая четыре петли, расположена в контейнменте с двойной оболочкой. Вокруг контейнмента расположены здания систем безопасности и хранилище свежего и отработавшего топлива. Каждый из четырех каналов безопасности и обеспечивающие их работоспособность системы расположены в отдельных четырех зданиях. Разделение на четыре канала выполнено как по механической, так и по электрической части (рис. 2.13).

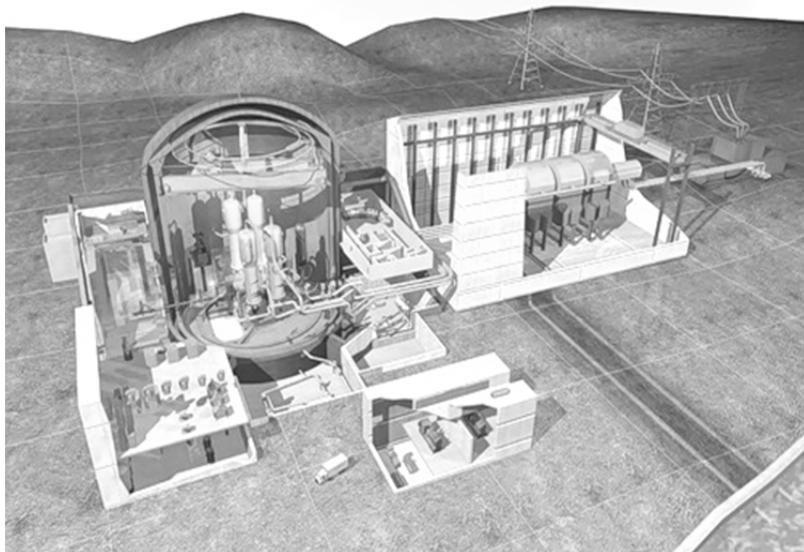


Рис. 2.13. Общий вид АЭС с реактором EPR

Проектная тепловая мощность активной зоны реактора типа EPR составляет 4250 МВт. В качестве ядерного топлива в основном используется диоксид урана UO_2 , однако допускается использовать до 50 % топливных сборок со смешанным оксидным ядерным топливом (MOX). Основные технические характеристики и режимы работы РУ выбраны для достижения, с одной стороны, высокого к.п.д. и минимальной стоимости топливного цикла, а, с другой стороны, для достижения высокой маневренности и гибкости по отношению к длительности топливного цикла.

Разработка проекта активной зоны реактора выполнена с учетом следующих требований и допущений:

- давление в ПГ составляет 78 МПа с учетом консервативных оценок в отношении расхода теплоносителя;
- достигаемая глубина выгорания топлива как минимум 60 МВт*сут/кг U;
- длительность топливного цикла составляет 18 месяцев (может быть увеличена до 24 месяцев), при этом коэффициент готовности должен быть не менее 0,9 (допускается возможность использования двухгодичного топливного цикла – 24 месяца между перегрузками);
- система управления активной зоной обеспечивает необходимую маневренность в соответствии с требованиями энергосистемы: обеспечивается возможность длительной работы в маневренном режиме (скорость изменения мощности 5 % $N_{ном}$ /мин в диапазоне мощностей от 50 до 100 % и 2,5 % $N_{ном}$ /мин в диапазоне мощностей от 20 до 50 %).

Активная зона реактора включает в себя 241 топливную сборку длиной 420 см, расположенные в квадратной решетке 17 см × 17 см. Сборки разных видов топлива (UO₂ или MOX) состоят из 264 топливных стержней и 25 направляющих трубок (под поглощающие стержни).

Топливные стержни выполнены из труб из сплава типа M5™ и предполагают возможность применения топливных таблеток из обогащенного по изотопу 235 диоксида урана, в том числе с выгорающим поглотителем, либо MOX топлива из обедненного урана с диоксидом плутония.

Исходя из нейтронно-физических характеристик активной зоны среднее обогащение плутония в сборках MOX ограничивается значением 7 %. В то же время сборка MOX может содержать зоны с плутонием различного обогащения (максимальное возможное обогащение 7,44 %).

Температура плавления необлученного UO₂ составляет 2800 °С, а необлученного топлива типа MOX составляет 2737 °С.

Для аварийного останова реактора используются до 89 регулирующих стержней.

Контроль активной зоны реализуется по трем направлениям:

- контроль температуры теплоносителя,
- контроль аксиального распределения энерговыделений,

- контроль положения регулирующих стержней с учетом обеспечения эффективности аварийной защиты.

Что касается продвижения разработок ЯЭУ с реакторами типа ВВЭР (PWR) различных корпораций на внешнем рынке, то можно привести диаграмму по распространенности реакторов на внешнем рынке, из которой можно увидеть, что наши отечественные разработки вполне конкурентоспособны с ведущими в атомной энергетике фирмами (рис.2.14).

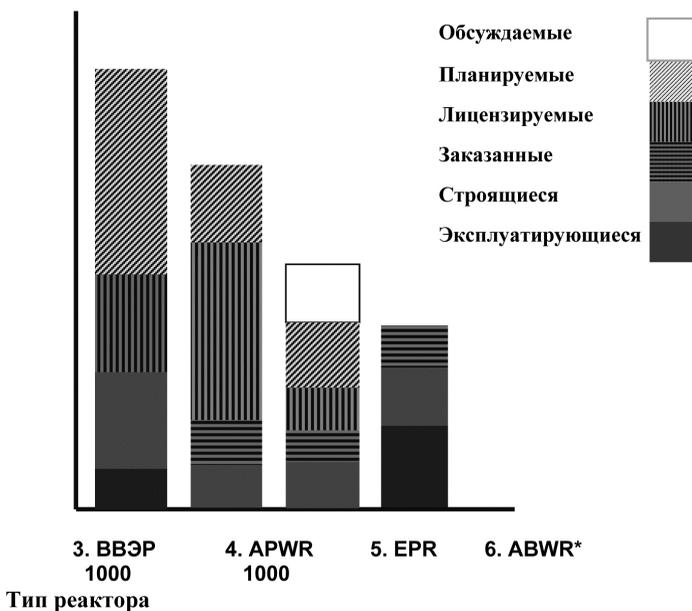


Рис. 2.14. Планируемые и строящиеся энергоблоки (по оси Y отложены количество востребованных энергоблоков, высота столбца дает представление в безразмерном виде о соотношении востребованных блоков между различными типами реакторов) в зависимости от типа реактора

Заключение

В данной главе рассмотрены проектные основы безопасности, определяющие конструктивно-защитные системы, обеспечивающие целостность оборудования и минимизацию его повреждения при различных авариях и отказах оборудования. Защитными си-

стемами могут выступать и некоторые системы нормальной эксплуатации, которые при авариях выполняют в полной мере роль систем безопасности. Об этих системах подробно рассказано в учебном пособии [13]. Рассмотрена эволюция систем безопасности от первых энергоблоков с ВВЭР-1000 до настоящего времени (В-187, В-302, В-338, В-320, В-392, В-428, В-412, В-446). Рассмотрены принципы работы систем безопасности и пути их совершенствования. Приведена концепция существенного повышения уровня безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000. В этой главе были освещены результаты многолетнего развития и совершенствования конструкции ЯЭУ с ВВЭР-1000 и состоялось знакомство с техническими решениями, направленными как на повышение экономичности ЯЭУ с ВВЭР-1000, так и повышение уровня безопасности оборудования АЭС.

Тем не менее к настоящему моменту ещё нет ни одного энергоблока с ВВЭР-1000, в котором было бы реализовано одно из важнейших мероприятий, предназначенных для предотвращения экологической катастрофы в случае расплавления активной зоны: организации под реактором ловушки для расплавленного топлива. Ловушка для расплавленного топлива представляет собой бетонный «мешок под реактором», в котором установлена металлическая ванна из тугоплавкого материала. Температура плавления заметно выше температуры плавления урана. Эта ванна располагается на тех же тугоплавких перфорированных трубах, положенных на бетонное днище, и заполняется свинцом, легкоплавким материалом, при попадании в который расплавленный уран будет плавать и кипеть. Для залива топливной ловушки водой под защитной оболочкой установлены баки с водой. Подача воды из них в бетонный мешок основана на пассивных принципах. Тепло от энерговыделения в топливе снимается естественной конвекцией воздуха и холодного пара под защитной оболочкой. Для усиления конвекции за пределами защитной оболочки располагается тяговая труба, соединенная с помещением, где находится реакторное оборудование. На рис. 2.15 показана схема герметической оболочки, в которой предусмотрено устройство для охлаждения расплавленного урана.

Конечно, стоимость строительства такой АЭС возрастет, особенно за счет капитальной составляющей. Поэтому в настоящих проектах ЯЭУ с ВВЭР усилия направлены на недопущение

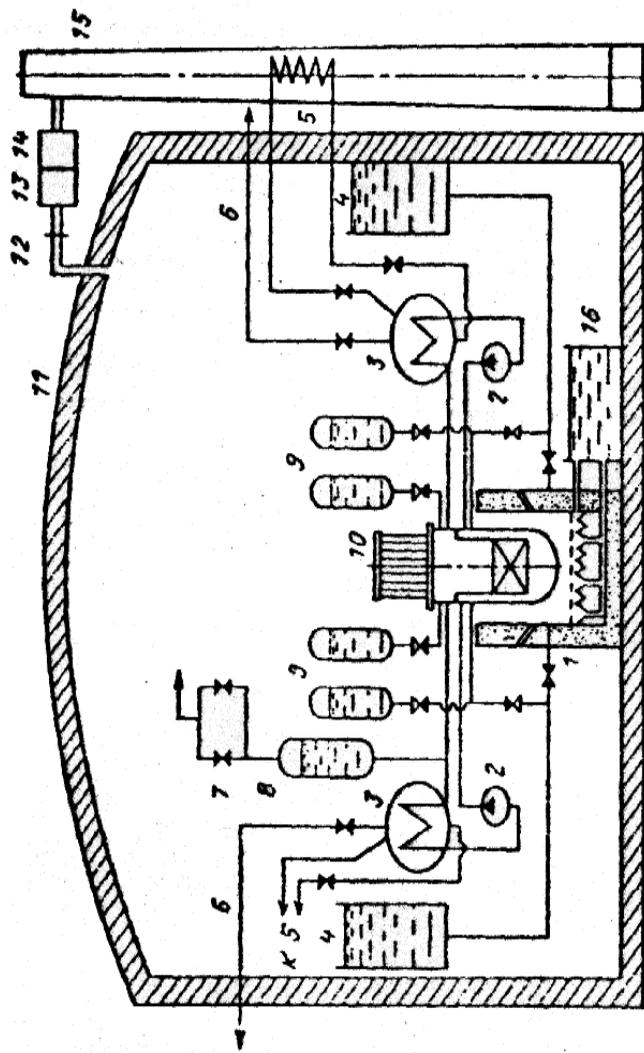


Рис. 2.15. Схематическое изображение основных систем ЯЭУ с ВВЭР1000 повышенной безопасности: 1 — бетонная шахта реактора с «ловушкой расплавленной активной зоны»; 2 — ГЦН; 3 — парогенераторы; 4 — бак низкого давления для залива реактора и/или шахты; 5 — воздушный теплообменник; 6 — трубопровод сброса пара; 7 — линии сброса давления из парового контура; 8 — компенсатор давления; 9 — гидроемкости высокого давления для залива активной зоны; 10 — реактор; 11 — защитная оболочка; 12 — разрывная диафрагма; 13 — ионный фильтр; 14 — аэрозольный фильтр; 15 — трубы или тяговый участок для воздуха; 16 — бак-приямок с запасом борной кислоты, используемый для увлажнения «ловушки»

расплавления активной зоны или максимального снижения вероятности такого события. Вероятней всего для энергоблоков с повышенной мощностью, в которых экономичность ЯЭУ существенно возрастет, вернуться к проекту с топливной ловушкой.

После знакомства с основными системами безопасности и с тем как они функционируют, в следующей главе перейдем к изучению аварийных ситуаций, в которых принципы самозащищенности не достаточны для сохранения целостности основных барьеров безопасности и требуется действие активных и пассивных систем безопасности. В четвертой главе дано описание проектных аварий и режимов с частичными нарушениями нормальной эксплуатации, расчет которых обязательно проводится главным конструктором РУ для обоснования технической безопасности конкретного блока АЭС с ВВЭР.

Контрольные вопросы

1. Перечислите системы нормальной эксплуатации и назовите какие из них совмещают функции системы нормальной эксплуатации и системы обеспечения безопасности?

2. Перечислите основные системы безопасности и определите их конкретное назначение для проекта В-320.

3. Какие дополнительные системы безопасности предусмотрены для ЯЭУ повышенной безопасности в проекте В-392?

4. Дайте определение активным и пассивным системам безопасности. Назовите пассивные системы безопасности для АЭС с ВВЭР-1000.

5. Какие усовершенствования в конструкции оборудования были сделаны в проекте 320 по сравнению с проектами малой серии?

6. В чем заключается модернизация конструкции активной зоны и в чем цель этой модернизации?

7. Дайте краткую характеристику аварии на АЭС «Три Майл Айленд» в США.

8. Какие конструктивные решения предлагаются для устранения последствий возможного расплава активной зоны?

Глава 3. РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ

Основные определения

1. **Режимы нормальной эксплуатации энергоблока** – все состояния оборудования и систем энергоблока в соответствии с принятыми в проекте технологией производства энергии, пределами и условиями нормальной эксплуатации, включая работу на заданных уровнях мощности, процессы пуска и останова, а также ремонт и перегрузку топлива.

2. **Проектные пределы*** – значение параметров и характеристик состояния систем (элементов) и АЭС в целом, установленные в проекте для нормальной эксплуатации, аварийных ситуаций и аварий.

3. **Проектная авария*** – авария, для которой проектом определены исходные события и конечные состояния и предусмотрены системы, обеспечивающие с учетом принципа единичного отказа систем безопасности или одной, независимой от исходного события, ошибки персонала ограничение ее последствий, установленными для таких аварий пределами.

4. **Безопасность атомной станции*** – свойство АЭС при нормальной эксплуатации и в случае аварий ограничивать радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду установленными пределами. Уровень безопасности считается приемлемым, если обеспечено соблюдение требований специальных норм и правил.

5. **Пределы безопасной эксплуатации*** – установленные проектом значения параметров технологического процесса, отклонения от которых могут привести к аварии.

6. **Условия безопасной эксплуатации*** – установленные проектом минимальные условия по количеству, характеристикам, состоянию работоспособности и условиям технического обслуживания систем (элементов), важных для безопасности, при которых обеспечивается соблюдение пределов безопасной эксплуатации и/или критериев безопасности.

7. **Режимы нарушения нормальной эксплуатации** – все состояния оборудования и систем энергоблока с отклонениями от

принятой в проекте технологии производства энергии при работе на мощности, в период пуска и останова и перегрузок топлива, не приводящие к превышению установленных проектных пределов для нарушений нормальной эксплуатации.

Основные состояния реакторной установки:

Режим «работа на мощности»:

реактор критичен;

мощность реактора более 2 % номинальной.

эксплуатационные режимы при работе на мощности:

номинальный режим работы РУ.

Работа РУ с неполным числом петель 1-го контура.

Режим «реактор критичен»:

- $K_{эфф} = 1,0$;
- цепная реакция самоподдерживающаяся;
- нейтронная мощность реактора менее 2 % номинальной.

Режим «горячий останов»:

- реактор подкритичен не менее чем на 2 % реактивности;
- температура 1-го контура более 260 °С;
- давление в 1-м контуре 160 кгс/см².

Режим «полугорячий останов»:

- реактор подкритичен;
- концентрация H_3BO_3 в 1-м контуре не менее стояночной;
- температура металла оборудования 1-го контура выше температуры хладоломкости (температура металла в данном состоянии выше 100 °С);
- давление в 1-м контуре 15–160 кгс/см².

Режим «холодный останов»:

- реактор подкритичен;
- концентрация H_3BO_3 в 1-м контуре не менее стояночной;
- давление в 1-м контуре менее 35 кгс/см².

Режим «останов для перегрузки»:

- реактор подкритичен;
- температура на выходе из ТВС менее 70 °С;
- ВБ и БЗТ сняты;
- БП и БВ заполнены до отметки. 34,7 раствором H_3BO_3 16 г/дм³.

Пуск энергоблока – совокупность операций, обеспечивающих включение в сеть турбогенератора и последующий набор нагрузки до заданного уровня.

Работа энергоблока на энергетическом уровне мощности – режим длительной работы блока по выдаче электроэнергии в энергосистему на заданном уровне мощности, определяемый характеристиками установленного оборудования.

Останов энергоблока – режим работы энергоблока, при котором турбогенератор отключается от сети и энергоблок переводится в горячее или холодное состояние.

Разогрев – совокупность операций на системах и оборудовании, обеспечивающих перевод энергоблока из холодного в горячее состояние.

Расхолаживание – совокупность операций на системах и оборудовании, обеспечивающих перевод энергоблока в холодное состояние.

Кратковременный останов – останов (отключение от сети) энергоблока в результате осознанных или ошибочных действий персонала, фактического или ложного срабатывания ТЗБ, не приводящих к повреждению основного оборудования, на время, необходимое для выяснения причин останова и устранения неисправностей (не более трех суток).

Аварийный останов – останов энергоблока, вызванный действиями персонала в соответствии с требованиями инструкций или срабатыванием АЗ или ТЗБ, с переводом энергоблока в «горячее» или «холодное» состояние.

Ложное срабатывание АЗ – срабатывание, вызванное неисправностью элементов их электрических цепей, при отсутствии отклонений соответствующих параметров работы оборудования и систем энергоблока за допустимые пределы.

Пусковой интервал – диапазон ожидаемых значений критического содержания борной кислоты в воде ГЦК для данного состояния ЯППУ, равный 1 г/дм^3 и отсчитываемый в сторону увеличения от ее расчетного критического содержания.

Останов реактора – плановый или аварийный перевод реактора в подкритическое состояние. Системы и оборудование энергоблока могут оставаться в "горячем" состоянии.

МКУ мощности реактора – минимальный уровень мощности реактора, достаточный для контроля за цепной реакцией с помощью штатной аппаратуры контроля (АКНП). МКУ считается достигнутым, если с помощью АКНП зафиксирован уровень мощности в пределах $0,001 \div 1,0 \% N_{\text{ном}}$.

Работоспособное состояние – состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и/или конструкторской документации.

Авария* – нарушение эксплуатации АЭС, при котором произошел выход радиоактивных продуктов и/или ионизирующих излучений за предусмотренные проектом для нормальной эксплуатации границы в количествах, превышающих установленные пределы безопасной эксплуатации. Авария характеризуется исходным событием, путями протекания и последствиями.

Аварийная ситуация* – состояние атомной электростанции, характеризующееся нарушением проектных пределов эксплуатации, не перешедшее в аварию.

Пусконаладочные работы (ПНР) – работы, которые проводятся по рабочим программам на этапах: наладки и индивидуальных испытаний систем реакторной установки и АЭС в целом, гидроиспытаний, циркуляционной промывки и обкатки, ревизии оборудования и загрузки активной зоны реактора, физического и энергетического пуска и освоения мощности с целью обеспечения функционирования оборудования и систем в соответствии с проектом.

Примечание. * – определение по ОПБ-88.

Введение

Техническое, и в частности расчетное обоснование безопасности ЯЭУ – один из самых ответственных этапов проектирования. Главными документами проекта по вопросам технического обоснования безопасности являются ТОБ (техническое обоснование безопасности), ВАБ (вероятностный анализ безопасности) и Технический регламент для конкретного энергоблока АЭС. Если Технический регламент является документом, определяющим действия

оперативного персонала АЭС во время эксплуатации и при авариях на станции, то ТОБ и ВАБ представляют собой документы, обосновывающие безопасность ЯЭУ при всевозможных отказах в АСУТП, оборудовании АЭС, ошибках персонала и серьёзных авариях без вмешательства оперативного персонала. В настоящем пособии излагаются материалы, касающиеся только вопросов ТОБ.

Содержание ТОБ включает в себя результаты стендовых и полигонных испытаний различного оборудования (к примеру, твэлов, ГЦН, арматура и т.д.), но все же в большой степени техническое обоснование безопасности базируется на расчетном анализе эксплуатационных и аварийных режимов с различными нарушениями в оборудовании и ошибочными действиями оперативного персонала. В данной главе основное внимание уделено показателям, характеризующим условия безопасной эксплуатации реакторного оборудования и, в первую очередь, активной зоны. Среди них выделены основные параметры безопасности и рассказано о методике определения их предельно допустимых значений и предельно возможных в произвольном режиме.

Часть материалов данной главы изложена в работе [13]. В данной главе более полно рассмотрены режимы с нарушением нормальной эксплуатации и аварийные ситуации, которые составляют перечень проектных режимов, анализ которых и является, во многом, техническим обоснованием безопасности ЯЭУ. Разобраны вопросы обусловленности перечня аварийных режимов для ТОБ основными параметрами безопасности. Рассмотрены явления, возникающие в практике эксплуатации ВВЭР-1000, которые в основном и являются причиной большинства аварийных ситуаций, приводящих к превышению предельных значений основных параметров безопасности.

Главным фактором для безопасной эксплуатации оборудования является сохранение целостности всех (в аварии части из них) конструктивных и эксплуатационных барьеров безопасности (таблетка топлива, его оболочка, дистанционирующая решетка, направляющая трубка под ПЭЛ, сварные швы трубопроводов, сами трубопроводы, корпус реактора, герметическая оболочка, система измерений и устройство для её математической обработки). Их целостность нужна для предотвращения (в аварийных режимах минимизации) выхода радиоактивных элементов и излучений за пре-

дела реактора в количестве, опасном для здоровья людей и окружающей природы. Другая необходимость связана с поддержанием состояния реакторного оборудования в нормальных условиях эксплуатации, которые характеризуются соответствующими предельными параметрами, о которых и пойдет речь в этом материале. Предельные параметры безопасной эксплуатации оборудования АЭС соответствуют руководящим документам по общетехнической и ядерной безопасности различных АЭС. Каждый из этих документов не должен противоречить основным требованиям МАГАТЭ, предъявляемым к проектированию и эксплуатации ядерных объектов. В России такими документами являются: ОПБ-88 и ПБЯ-89, которые учли опыт Чернобыльской аварии с канальным графитовым реактором и опыт аварии американской АЭС с реактором РWR (ТМ). На основе указанных документов готовятся том по технической безопасности АЭС, входящий в состав технического и рабочего проектов АЭС с ВВЭР, и технический регламент эксплуатации для конкретной АЭС с учетом её особенностей.

В данной главе в первом разделе рассказано подробно об основных параметрах безопасности ЯЭУ, которые определяют, по сути, целостность первых конструктивных барьеров безопасности: таблетки топлива, её оболочки и конструкции ТВС в целом. В большей их части данные параметры не являются измеряемыми параметрами на АЭС, но они определяют предельные значения всех контролируемых параметров по активной зоне, полученных с помощью прямых датчиков из ИВС и с БЦУ, а также с помощью расчетно-измерительной системы ВРК. Об этом также подробно рассказано в первом разделе настоящей главы.

Во втором разделе данной главы дана классификация эксплуатационных режимов, рассказано об их обусловленности явлениями, опасными для эксплуатационной практики ВВЭР-1000, и о том, как основные параметры безопасности активной зоны сигнализируют о превышении пределов безопасной эксплуатации ЯЭУ.

И наконец, в третьем разделе рассказано о принципе консервативности, принятом в расчетном анализе безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000.

3.1. Пределы безопасной эксплуатации ЯЭУ

О безопасности эксплуатации можно судить по результатам надёжного контроля параметров, характеризующих нормальные условия работы реакторного оборудования. Однако в случае серьёзного отказа какого-либо элемента оборудования контроль некоторых параметров становится зачастую невозможным или бессмысленным. К примеру, при максимально-проектной аварии с разрывом трубопровода 1-го контура по полному сечению безопасным пределом эксплуатации становится уровень воды над активной зоной, значение которого нельзя контролировать, а пределы безопасной эксплуатации по давлению в реакторе становятся ненужными: они перестают быть информативными. При частичном отказе оборудования, не приводящем к останову блока, перечень контролируемых параметров, конечно, не меняется, но их значения и значения предельных параметров, характеризующих безопасную эксплуатацию станции, могут быть иными, чем для нормальных условий.

В данном разделе приводится перечень контролируемых параметров и их предельные значения при нормальных условиях эксплуатации, при нарушениях нормальной эксплуатации и при авариях. Обращает на себя внимание, что предельные значения многих контролируемых параметров зависят от уровня мощности ЯЭУ и степени нарушения в работе оборудования. А если речь идет о параметрах безопасности, которые являются сигналом о повреждении или даже разрушении барьеров безопасности, то предельные значения этих параметров, как правило, не зависят от внешних условий и определяются свойствами материалов и физикой процессов, происходящих при всевозможных авариях и нарушениях. К примеру, локальный перегрев топлива и оболочки из-за изменения распределения энерговыделения по объёму активной зоны является следствием совершенно различных отказов в работе разного оборудования, но сигналом о начале повреждения оболочки и степени этого повреждения является значение температуры наружной поверхности оболочки и значение температуры в центре топливной таблетки независимо от уровня мощности и типа аварии. Поэтому пристальное внимание уделяется, в первую очередь, физическим процессам при локальном перегреве активной зоны и надёжной

оценке значений вышеназванных температур при этих процессах. Помимо вышеназванных температур есть ещё ряд параметров, по значениям которых можно судить о безопасности и надёжности оборудования ЯЭУ и, в первую очередь, активной зоны. В настоящем разделе даются определения этих параметров и для большей части из них указываются предельные значения, по которым можно контролировать состояние оборудования ЯЭУ и степень его повреждения. Среди параметров, о которых речь пойдет ниже, есть ненаблюдаемые параметры, которые, однако, являются истинным мериллом уровня безопасности активной зоны.

3.1.1. Классификация основных параметров безопасности

Основными параметрами, определяющими уровень безопасности ЯЭУ с ВВЭР и, в первую очередь, активной зоны, являются следующие:

- 1) T_{cl} – температура наружной поверхности оболочки твэла, °С;
- 2) T_{fuel} – температура топлива в центре топливной таблетки, °С;
- 3) $DNBR$ – коэффициент запаса до кризиса теплообмена на поверхности твэла:

$$DNBR = \frac{Q_{\text{ТВЭЛ}}}{Q_{\text{крит}}};$$

- 4) $Q_{\text{ТВЭЛ}}$ – линейная нагрузка на твэл, Вт/см;
- 5) $E_{\text{ТВЭЛ}}$ – максимальная энтальпия теплосодержания твэла по объёму активной зоны, Дж/кг:

$$E_{\text{ТВЭЛ}} = \frac{\int_0^R C_p T_{fuel}(r) r dr}{\pi R^2},$$

где R – радиус топливной таблетки;

- 6) $\frac{dT_{fuel}}{dt}$ – темп изменения температуры топлива. град/час (< 30–50);
- 7) $\Delta\rho_{tot}$ – реактивность, вносимая со знаком минус в активную зону всеми ОР СУЗ на МКУ;

8) $\Delta\rho_{one}$ – реактивность, вносимая со знаком плюс одним самым ценным ОР СУЗ на МКУ при его извлечении из активной зоны;

9) $\frac{\partial\rho}{\partial T_{H_2O}}$ – комбинированный коэффициент реактивности по

температуре теплоносителя на МКУ;

10) $\left.\frac{\partial\rho}{\partial N}\right|_{T_{av}=\text{const}}$ – коэффициент реактивности по мощности при

сохранении средней температуры в зоне постоянной;

11) $\left.\frac{\partial\rho}{\partial N}\right|_{T_{in}=\text{const}}$ – коэффициент реактивности по мощности при

сохранении температуры на входе в зону постоянной, данный коэффициент предполагает включение в данных коэффициент реактивности изменение реактивности от изменения подогрева теплоносителя по высоте реактора при изменении мощности.

Первый параметр характеризует теплофизическое состояние основного барьера безопасности – оболочки твэла. При превышении значения температуры, равного 350 °С, начинается поверхностное кипение теплоносителя, что служит первым предупреждающим сигналом. Как правило, поверхностное кипение происходит в режиме пузырькового кипения и не является опасным для теплофизического состояния твэла. С точки зрения прочностных свойств оболочки твэла дело обстоит не так благополучно, так как при кипении на поверхности оболочки есть уже пар, в котором появляются свободные радикалы и начинается взаимодействие циркония с ними, в результате чего начинается окисление оболочки. Скорость реакции окисления и глубина окисления оболочки при таких температурах невелика даже при длительном окислении. Тем не менее оболочка начинает терять свои прочностные характеристики и нужно оценивать глубину окисления оболочки твэла и количество таких топливных элементов. Данный параметр не является измеряемым параметром на АЭС.

Вторым предупреждающим сигналом является значение температуры, равное 450 °С, при которой начинается интенсивное окис-

ление циркония, так как при таких значениях в паре уже гораздо больше кислородных радикалов, с которыми может вступать в химическую реакцию цирконий, и скорость этой реакции существенно выше.

Третьим предупреждающим сигналом является значение температуры, равное $700\text{ }^{\circ}\text{C}$, при которой начинается паро-циркониевая реакция, что приводит к ускоренной деградации прочностных свойств оболочки. И, наконец, при температуре выше $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ начинается цепная эндотермическая паро-циркониевая реакция, приводящая к быстрому разрушению оболочки.

Второй параметр характеризует теплофизическое и термомеханическое состояния топлива. При значении температуры большой $3000\text{ }^{\circ}\text{C}$ для свежего топлива и $2800\text{ }^{\circ}\text{C}$ для облученного топлива начинается плавление топливной таблетки. При более низких значениях температуры топлива ($2200\text{--}2500\text{ }^{\circ}\text{C}$) начинается структурная перестройка двуокиси урана, при которой ухудшаются термомеханические свойства материала. Обычно работоспособность топлива в твэле обосновывается по значениям линейной тепловой нагрузки на поверхности оболочки, которые имеют однозначную корреляцию с температурой топлива. Поэтому о термомеханическом состоянии топлива лучше судить по значениям линейных тепловых нагрузок на твэл, а о полной деградации топлива по значению температуры в центре топливной таблетки. Данный параметр не является измеряемым параметром на АЭС.

Третий параметр определяет запас до кризиса теплообмена на поверхности оболочки топлива. Кризис теплообмена выражается в резком падении теплоотдачи на оболочке топлива, где происходит образование паровой пленки на поверхности. Это может произойти при больших тепловых потоках при достижении температуры оболочки значений, равных температуре кипения теплоносителя и выше. Коэффициент запаса до кризиса должен быть больше 1, а если принять неточности в расчете критического теплового потока, то больше 1.1. Данный параметр не является измеряемым параметром на АЭС.

Четвертый параметр по своему значению перекликается со вторым параметром, но он более наблюдаем и контролируем, чем температура топлива. Предельными значениями данного параметра в зависимости от выгорания являются величины $250\text{--}450\text{ Вт/см}$.

Чем больше выгорание топлива, тем ниже предельные значения линейных нагрузок на твэл. Подробней об этой зависимости будет рассказано ниже. Данный параметр не является полностью измеряемым параметром на АЭС. Он получается из математической обработки результатов измерений токов в нейтронных датчиках: ДПЗ, в 64 ТВС и в семи местоположениях по высоте активной зоны.

Пятый параметр характеризует накопленное в топливе теплосодержание за время импульсного возрастания нейтронной мощности (интегральной или локальной) и важен для аварий с выбросом одного или нескольких ОР СУЗ, когда происходит быстрое возрастание локальной мощности в твэле. Теплосодержание не должно превышать за время нейтронной вспышки величин 840 и 963 Дж/кг для облученного и свежего топлива соответственно.

Шестой параметр характеризует скорость изменения температуры топлива в твэле во времени в различных переходных режимах (в реактивных авариях, сопровождающихся «нейтронной вспышкой» – разгоном нейтронной мощности в активной зоне на мгновенных нейтронах, быстрым расхолаживанием реактора при срабатывании аварийных систем). Данный параметр определяет величину термического напряжения топлива. При медленных изменениях мощности без появления кипения об этой величине можно судить по скорости изменения температуры теплоносителя. Обычно, превышение значения данного параметра сигнализирует о частичном внутреннем повреждении материала, что не может быть определено на АЭС. В этом случае работоспособность твэла проверяется заранее в результате стендовых испытаний топлива на циклических импульсных нагрузках и последующей разделке твэла и его спектроскопической диагностике. Эти испытания определяют допустимое число циклических нагрузок с превышением разрешенных пределов.

Если циклические нагрузки вызваны быстрым снижением мощности, которое возникает при срабатывании аварийных систем, то этот случай просто пополняет статистику и увеличивает число циклических нагрузок. Если это число превышает допустимую величину, то вся зона должна быть выгружена и пройти специальный контроль на предмет выявления возможных дефектов в ТВС. Если произошла серьёзная авария с увеличением нейтронной мощности и превышением предельных значений пятого параметра безопасно-

сти, то выгрузка всех ТВС становится обязательной даже при одной такой аварии.

Седьмой параметр определяет полный «вес» АЗ на МКУ в начале кампании, который вносит в баланс реактивности отрицательный вклад и определяет защищённость активной зоны при быстром вводе всех ОР СУЗ на всю высоту активной зоны в аварийных режимах для максимально быстрого снижения нейтронной мощности реактора до нуля. Величина данного параметра по модулю на мощности становится больше по сравнению с величиной, полученной на МКУ. Эта величина по модулю также повышается с увеличением выгорания топлива и становится больше по сравнению с величиной, полученной на МКУ в начале кампании. Этот факт имеет простое физическое объяснение и подтверждается многочисленными расчётами.

Таким образом, если определяется полный «вес» всех ОР СУЗ на МКУ в начале кампании, то его величиной можно с некоторым запасом надёжно пользоваться в расчетах различных режимов на мощности и в другие моменты кампании, сопровождающиеся падением всех ОР СУЗ в активную зону. Полный «вес» ОР СУЗ на МКУ в начале кампании является измеряемой величиной. Измеряется данный параметр с помощью БИК, входящих в систему АКНП. Полученные значения этого параметра по модулю всегда несколько ниже действительных величин, что связано с особенностями измерений и конструкции активной зоны. Данный факт позволяет надёжно использовать измеренное значение «веса» АЗ для оценки ядерной и теплотехнической безопасности активной зоны в расчетах динамических режимов с частичным нарушением нормальной эксплуатации и аварийных режимов для данной топливной загрузки в произвольные моменты кампании. Подробнее об этом будет рассказано в 4-й главе, посвященной плановым измерениям на АЭС и расчетному сопровождению эксплуатации.

Восьмой параметр определяет «вес» отдельного ОР СУЗ (самого ценного по вносимой реактивности в полную реактивность АЗ, выбирается расчетным путём) при его зависании вне активной зоны. Данное измеренное значение по модулю иногда бывает больше действительного значения «веса» отдельного ОР, а иногда – меньше. Данное соотношение зависит от местоположения зависшего ОР СУЗ по отношению к остальным ОР СУЗ и положению БИК. В

данном случае возникает вопрос выбора «веса» АЗ при единичном зависании ОР СУЗ из расчетного и измеренного «весов» АЗ. Подробнее об этом об этом будет рассказано также в 4-й главе.

Девятая группа параметров определяет интегральный и дифференциальный «вес» рабочей группы ОР СУЗ на МКУ в начале кампании, который (как и полный «вес» АЗ) всегда меньше действительного значения в произвольный момент кампании на мощности. Данная группа параметров является измеряемой величиной и важна для работы автоматического регулятора мощности (АРМ) при управлении реактором на мощности.

Десятый параметр определяет самозащищённость активной зоны при повышении мощности реактора за счет обратных связей по плотности теплоносителя и температуре топлива. По требованиям ПБЯ-89 коэффициент реактивности по температуре теплоносителя должен быть всегда отрицателен для произвольной топливной загрузки в произвольный момент кампании и на любом уровне мощности. При отрицательности данного коэффициента на МКУ в начале кампании при рабочем положении ОР СУЗ коэффициент реактивности по температуре теплоносителя на мощности и произвольные моменты кампании заведомо отрицателен. Однако при расхолаживании 1-го контура до температур 30–50 °С данный коэффициент может стать положительным при больших значениях концентрации борной кислоты (причины этого явления были объяснены в работе [13]) при рабочем положении ОР СУЗ. По этой причине до начала расхолаживания все органы СУЗ погружают на полную высоту в активную зону. При погружении всех органов СУЗ спектр тепловых нейтронов становится более «жестким», концентрация борной кислоты становится меньше и коэффициент реактивности по температуре теплоносителя становится отрицательным (см.[13]). Так же поступают и во время пуска: все ОР СУЗ находятся в погруженном состоянии до завершения разогрева 1-го контура за счет тепла ГЦН до температуры теплоносителя, равной 279–280 °С, при которой температурный коэффициент реактивности становится отрицательным при всех извлеченных ОР СУЗ.

Одиннадцатый параметр определяет также самозащищённость активной зоны при повышении мощности реактора за счет обратных связей по плотности теплоносителя и температуре топлива. Значения данных параметров измеряется на мощности (от 70 до

100 % номинального значения). В большой степени эти параметры характеризуют величину доплеровского эффекта. Данный эффект всегда вносит отрицательную реактивность в баланс нейтронов в реакторе. Определение этой величины важно для подтверждения расчетного обоснования технической безопасности ЯЭУ. В случае больших рассогласований между результатами измерений и расчетными величинами, используемыми в ТОб, уточняется проектная документация (только в том случае, если это рассогласование по знаку нарушает принцип консервативности, принятый в расчетном обосновании безопасности).

3.1.2. Определение предельных значений основных параметров безопасности

Если значения последних шести параметров безопасности изменяются и контролируются на АЭС, то первые пять параметров можно определить только расчетным путем. А эти параметры, в основном, и определяют теплотехническую надежность и безопасность активной зоны. Об определении именно этих параметров и пойдет речь дальше. Более того, пятый параметр из этого списка пока исключим из рассмотрения, так как он характеризует очень маловероятное событие и ещё более невероятную ситуацию, когда величина этого параметра превышает предельно допустимые значения. Запишем ещё раз параметры, о которых идёт речь:

T_{cl} – температура наружной поверхности оболочки твэла, °С;

T_{fuel} – температура топлива в центре топливной таблетки, °С;

$DNBR$ – коэффициент запаса до кризиса теплообмена на поверхности твэла:

$$DNBR = \frac{Q_{ТВЭЛ}}{Q_{крит}};$$

$Q_{ТВЭЛ}$ – линейная нагрузка на твэл, Вт/см;

Из всех этих параметров только один параметр хоть как-то связан с измеряемыми величинами на АЭС. Это линейная нагрузка нейтронной мощности на твэл. В местах расположения ДПЗ определяется ток, который прямо пропорционален суммарному поглощению тепловых нейтронов в родии по всей длине датчика. В

настоящее время ДПЗ располагается в центральной трубке в ТВС. В последующем ДПЗ будет располагаться не в центральной трубке, а третьем–четвертом ряду твэлов, считая от периферийного ряда.

Возникает задача определения средней по сечению ТВС нагрузки нейтронной мощности по всей длине ДПЗ. Для этого нужны коэффициенты связи между величиной суммарного поглощения тепловых нейтронов в месте расположения ДПЗ и средним числом делений по сечению ТВС. Часть этих коэффициентов готовится на стадии подготовки библиотеки нейтронных микросечений для программ расчетного сопровождения эксплуатации, а часть определяется по программам сопровождения при реальном положении органов СУЗ и реальном графике тепловых нагрузок на активную зону. Зная эти коэффициенты, можно с определенной погрешностью по измерениям тока в ДПЗ рассчитать средние по длине ДПЗ линейные нагрузки на твэл в ТВС. В этом случае, если знать предельно допустимые значения средних тепловых нагрузок на твэл в ТВС, можно оперативно сравнивать расчетно-измеренные линейные нагрузки с предельно допустимыми значениями. И становится возможным оперативный контроль за локальной мощностью в активной зоне и состоянием топлива.

Как определить предельно допустимые значения линейных нагрузок на твэлы в местах расположения ДПЗ? В результате стендовых испытаний топлива ВВЭР, проведенных в НИИАР на реакторе СМ-4, была обоснована предельная величина линейной нагрузки на твэл для реакторов ВВЭР-1000, равная 448 Вт/см для свежего топлива. Далее в результате исследований разработчика твэл была обоснована зависимость линейной нагрузки от глубины выгорания, Эта зависимость для различных типов твэлов приводится в табл. 3.1.

В данной таблице периферийный элемент выделен потому, что механическая нагрузка на него гораздо выше, чем для твэл в регулярной решетке. Топливный элемент с гадолинием (ТВЭГ) выделен из-за того, что в начальный момент облучения происходит сильное выгорание гадолиния и перестройка структуры топлива. Тепловая нагрузка на него должна быть в этот момент минимальной. После выгорания гадолиния и завершения перестройки топлива тепловая нагрузка может быть увеличена. При больших глубинах выгорания происходит существенная перестройка структуры топлива, распу-

хание топливной таблетки, её растрескивание и т.д. Все это приводит к ухудшению прочностных свойств топлива и снижению разрешенной тепловой нагрузки на ТВЭЛ.

Таблица 3.1

Зависимость предельных значений тепловых потоков на ТВЭЛ (ТВЭЛ, ТВЭГ, периферийный ТВЭЛ) относительно максимально допустимого значения для свежего топлива от глубины выгорания

Глубина выгорания топлива, МВт*сутки /кг	Коэффициент изменения предельных значений линейной нагрузки на ТВЭЛ на участках расположения ДПЗ для облученного топлива, о.е.		
	ТВЭЛ	ТВЭГ	Периферийный ТВЭЛ
0	1.000	0.555	1.000
5	0.949	1.000	0.949
15	0.848	1.000	0.848
20	0.804	0.958	0.804
35	0.725	0.861	0.725
40	0.692	0.833	0.692
65	0.580	0.708	0.580
70	0.569	0.708	0.569

Абсолютное значение теплового потока с единицы длины ТВЭЛА 448 Вт/см и его зависимость от глубины выгорания, показанная в табл. 3.1, определяют предельные значения, по которым судят о термомеханическом состоянии топлива в разные моменты кампании реактора. Помимо оценки термомеханического состояния топлива необходимо контролировать состояние оболочки топлива. Состояние оболочки во многом характеризуется температурой её наружной поверхности и коэффициентом запаса до кризиса теплоотдачи. Для нормальной эксплуатации температура оболочки должна быть не выше 350 °С, а коэффициент DNBR должен быть больше 1.1. При отсутствии перегрева оболочки ТВЭЛА выше 350 °С кризис теплоотдачи крайне маловероятен. Поэтому при нормальной эксплуатации о состоянии оболочки можно судить исключительно по значению её температуры на поверхности. Подогрев оболочки во многом определяется высотным распределением локальной мощности в ТВС и локальным затеснением потока тепло-

носителя в ТВС. Наиболее неблагоприятная ситуация возникает тогда, когда происходит локальный перегрев топлива в верхней части активной зоны при подогреве теплоносителя в этой точке практически до максимальной величины. В этом случае наблюдается максимальный локальный подогрев оболочки топлива, что приближает явление кризиса теплоотдачи на поверхности оболочки твэла. Сочетание именно этих двух факторов: достижения максимальной температуры оболочки и максимальной скорости подвода энергии от топлива к оболочке, определяет кризис теплообмена. Дополнительным и очень важным фактором является снижение скорости теплоносителя в активной зоне, к примеру при переходе с принудительной циркуляции теплоносителя на естественную.

Сначала рассмотрим активную зону со свежим топливом. Возникает задача: определить предельную форму высотного распределения линейной нагрузки нейтронной мощности на твэл, которая не превышала бы 448 Вт/см и не приводила бы к подогреву оболочки твэла выше 350 °С. В предположениях слабого перемешивания теплоносителя внутри ТВС и, зная конструкцию и состав ТВС, её гидравлические и тепловые характеристики, задача решается просто. Начальное приближение высотного распределения – постоянная величина по высоте, равная 448 Вт/см. Наиболее благоприятная ситуация для оболочки, когда распределение монотонно убывает с высотой активной зоны (в направлении потока теплоносителя). Это утверждение легко доказывается аналитически. Остаётся найти предельное распределение локальной мощности по высоте зоны, при которой по всей длине твэл температура оболочки не превысит 350 °С.

На рис. 3.1 показано графически решение данной задачи. Конечно, данное решение не является единственным, но достаточным для поставленной цели. Предельное распределение линейной нагрузки показано на рисунке сплошной кривой, но данная кривая характеризует поточечное распределение.

Если бы измерения производились поточечно по всей высоте активной зоны, то можно было бы использовать данную непрерывную зависимость как предельную зависимость для контроля за тепловыделением по объёму зоны. Однако таких измерений не проводится, и предстоит перейти от поточечного предельного распределения к предельным значениям линейных нагрузок, усредненных

по длине ДПЗ в местах их расположения. Только в этом случае можно сравнивать восстановленные значения линейных нагрузок на твэл, полученных из токовых измерений, с предельными значениями, определяющими условия нормальной эксплуатации. Для того чтобы перейти от непрерывной зависимости предельных значений линейных нагрузок на твэл к усредненным значениям в местах расположения ДПЗ, необходимо найти максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности по длине ДПЗ (200 мм) для каждой из семи ДПЗ.

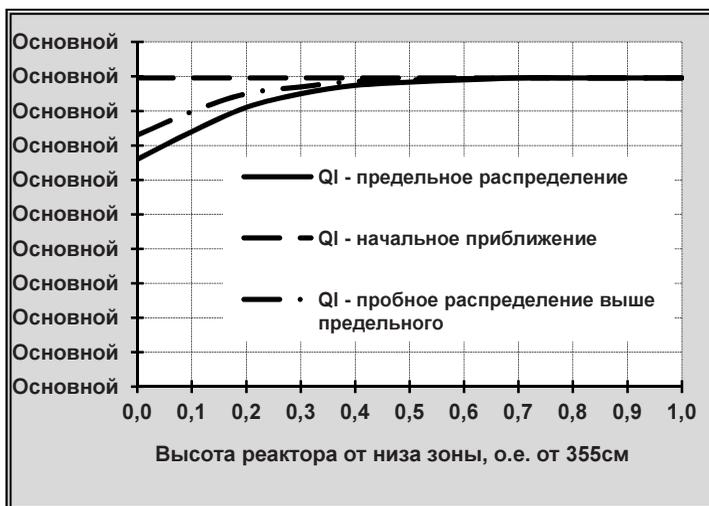


Рис. 3.1. Определение предельной зависимости линейной тепловой нагрузки на твэл от высоты реактора для свежего топлива в топливном элементе без гадолиния внутри ТВС

В результате многочисленных расчетов при разном положении ОР СУЗ в ТВС и разном нестационарном отравлении ксеноном были определены максимальные коэффициенты неравномерности по длине ДПЗ для семи датчиков. Данный коэффициент составляет величину от 1.14 внизу активной зоны до 1.12 вверху. На рис. 3.2 показаны зависимости линейной нагрузки на твэл, усредненной по длине ДПЗ в местах их расположения и взятой из непрерывной зависимости, и предельной нагрузки, усредненной по длине ДПЗ и уменьшенной делением на вышеуказанные коэффициенты неравномерности. Найденные в семи точках по высоте реактора значе-

ния предельных тепловых нагрузок располагаются в табл. 3.2. В этой же таблице разместим значения предельных тепловых нагрузок на ТВЭГ и твэл на периферии ТВС.

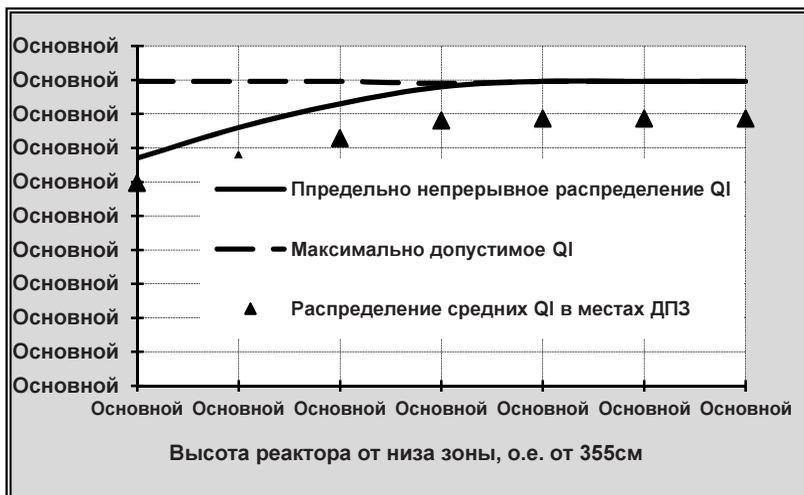


Рис. 3.2. Зависимость предельной линейной тепловой нагрузки на твэл от высоты реактора для свежего топлива в местах расположения ДПЗ в топливном элементе без гадолиния внутри ТВС

Таблица 3.2

Распределение предельных значений тепловых потоков по высоте активной зоны для необлученного топлива в местах расположения ДПЗ

№ сечения по высоте	Предельное значение линейной нагрузки на твэл на участках расположения ДПЗ для необлученного топлива, Вт/см		
	Твэл	ТВЭГ	Периферийный твэл
1	396.5	318.6	370.2
2	396.5	318.6	370.2
3	396.5	318.6	370.2
4	396.5	318.6	370.2
5	363.7	318.6	339.7
6	331.0	318.6	309.1
7	298.2	298.2	278.5

Теперь известны предельные значения линейных тепловых нагрузок на твэл для свежего топлива в местах расположения ДПЗ и можно осуществлять контроль за состоянием топлива и оболочки для 1-й топливной загрузки в начале кампании путем сравнения расчетных значений тепловых нагрузок на твэл с предельными значениями. При условии расчетного сопровождения с использованием нейтронно-физических и теплофизических потвэльных моделей никаких проблем для контроля предельных значений линейных тепловых нагрузок на твэл не могло бы возникнуть.

С учетом реального графика тепловых нагрузок на активную зону и перемещения ОР СУЗ можно рассчитать глубину выгорания в каждом твэле в местах расположения ДПЗ:

$$\rho_{bn}(x, y, z) = \frac{\int_{t=0}^T K_{vvel}(x, y, z, t)N(t)dt}{M_{fuel}};$$

$$\rho_{bni}(x, y, i, j, T) = \frac{\int_{z=0}^Z \rho_{bn}(x, y, z, T)dz}{Z}, \quad (3.1)$$

где Z – длина ДПЗ; T – текущий момент кампании между перегрузками топлива, сутки; t – время от начала кампании до текущего момента T , сутки; i – номер ДПЗ по высоте реактора ($1 \leq i \leq 7$); j – номер ТВС в активной зоне ($1 \leq j \leq 163$); $\rho_{bn}(x, y, z, T)$ – глубина выгорания топлива в точке активной зоны с координатами x, y, z к моменту кампании T , МВт *сутки/кг; $K_{vvel}(x, y, z, t)$ – коэффициент неравномерности тепловыделения в твэле в точке активной зоны с координатами x, y, z в момент кампании t , о.е.; $N(t)$ – интегральная нейтронная мощность активной зоны, заданная по реальному графику нагрузок или заданная для прогнозного расчета, МВт; M_{fuel} – начальная загрузка металлического урана, кг; $\rho_{bni}(x, y, T)$ – средняя по длине ДПЗ глубина выгорания в j -й ТВС в твэле с координатами x, y для i -го ДПЗ по высоте реактора к моменту времени T .

Используя зависимость предельных нагрузок на твэл от глубины выгорания, можно получить для семи высотных сечений в местах расположения ДПЗ для каждой ТВС распределение предельных линейных нагрузок для основного твэла в регулярной решетке, для ТВЭГ и для твэла на периферии ТВС. Кратко это можно записать следующим образом:

$$\rho_{bnij-1}^{\max} = \max_{x,y} \rho_{bnij}(x, y, T), \quad Q_{\text{lim}-1}(i, j, T) = Q_l(i) f(\rho_{bnij-1}^{\max})$$

– для твэла внутри ТВС;

$$\rho_{bnij-2}^{\max} = \max_{x,y} \rho_{bnij}(x, y, T), \quad Q_{\text{lim}-2}(i, j, T) = Q_l(i) f(\rho_{bnij-2}^{\max}) \quad (3.2)$$

– для твэла на периферии;

$$\rho_{bnij-3}^{\max} = \max_{x,y} \rho_{bnij}(x, y, T), \quad \rho_{bnij-3}^{\min} = \min_{x,y} \rho_{bnij}(x, y, T)$$

- для ТВЭГ;

$$Q_{\text{lim}-3}(i, j, T) = Q_l(i) f(\rho_{bnij-3}^{\min}) \quad \text{при } \rho_{bnij-3}^{\min} < 5,$$

$$Q_{\text{lim}-3}(i, j, T) = Q_l(i) f(\rho_{bnij-3}^{\max}) \quad \text{при } \rho_{bnij-3}^{\min} > 5,$$

где i – номер ДПЗ по высоте реактора ($1 \leq i \leq 7$); j – номер ТВС в активной зоне ($1 \leq j \leq 163$); ρ_{bnij-1}^{\max} – максимальная глубина выгорания по твэлу внутри j -й ТВС, усредненная по длине i -го ДПЗ к моменту времени T ; ρ_{bnij-2}^{\max} – минимальная глубина выгорания по ТВЭГ для j -й ТВС, усредненная по длине i -го ДПЗ к моменту времени T ; ρ_{bnij-3}^{\min} – максимальная глубина выгорания по ТВЭГ для j -й ТВС, усредненная по длине i -го ДПЗ к моменту времени T ; $f(\rho_{bn})$ – функция, определяющая зависимость предельной линейной тепловой нагрузки на твэл из табл. 3.2; $Q_l(i)$ – предельная тепловая нагрузка на твэл для i -го ДПЗ из табл. 3.2; $Q_{\text{lim}-1}(i, j, T)$ – распределение предельных нагрузок по ТВС для твэла внутри ТВС и в местах расположения ДПЗ по высоте реактора в момент времени T ; $Q_{\text{lim}-2}(i, j, T)$ – распределение предельных нагрузок по ТВС для твэла на периферии ТВС и в местах расположения ДПЗ по высоте реактора в момент времени T ; $Q_{\text{lim}-3}(i, j, T)$ – распределение предельных нагрузок по ТВС для ТВЭГ и в местах расположения ДПЗ по высоте реактора в момент времени T .

Для свежего топлива распределение предельных нагрузок совпадает с зависимостью $Q_l(i)$ из табл. 3.2.

$Q_{\text{lim-1}}(i, j, t) = Q_l(i)$, для всех j от 1 до 163. Аналогично для ТВЭГ и твэл на периферии можно получить, соответственно, предельные значения для всех ТВС в местах расположения ДПЗ: $Q_{\text{lim-2}}(i, j, t)$, $Q_{\text{lim-3}}(i, j)$. При условии расчетного сопровождения с использованием нейтронно-физических и теплофизических потвэльных моделей никаких проблем для коррекции предельных значений линейных тепловых нагрузок на твэл в зависимости от глубины выгорания топлива не могло бы возникнуть.

Однако трехмерная потвэльная модель активной зоны даже на самой мощной (но экономически приемлемой для АЭС) вычислительной технике сегодня не в состоянии проводить оперативно расчеты для расчетного сопровождения эксплуатации в режиме «on-line». Поэтому поступают иным образом. Оперативно расчеты проводятся с использованием редкосеточных (с одной точкой или семью точками на кассету) трехмерных моделей, где определяются значения средних по сечению кассет нейтронных мощностей и линейных тепловых нагрузок на твэл. Данные расчеты проводятся с учетом реального графика тепловых нагрузок на активную зону и реального движения ОР СУЗ в зоне. Далее, используя функционалы специального вида (об этом подробнее рассказано в 4-й главе) из результатов вышеуказанных расчетов, для каждого сечения по высоте реактора (обычно рассматриваются 16 сечений) проводятся двумерные расчеты с использованием потвэльной модели с увеличенным по сравнению с редкосеточной моделью временным шагом. Трехмерные редкосеточные модели рассчитывают трехмерные распределения всевозможных параметров в активной зоне через 20 сек, а двумерные потвэльные модели корректируют потвэльные распределения – через сутки, недели, месяцы. При безаварийной работе энергоблока в базовом режиме такой алгоритм расчета потвэльных распределений мощности обеспечивает приемлемую точность. В случае аварии и выхода реактора на мощность после ликвидации последствий этой аварии изменение глубины выгорания в твэле очень невелико и не может привести к заметной ошибке в накоплении шлаков в последующей работе блока в базовом

режиме. Описанный алгоритм расчета математически можно представить в следующем виде:

$$\rho_{bnij}(x, y, t) = K_{kkij}(x, y, T - \Delta T) \int_{T - \Delta T}^t K_{vij}(t') N(t') dt' / M_{fuel} + \quad (3.3)$$

$$+ \rho_{bnij}(x, y, T - \Delta T),$$

где t – произвольный момент времени в интервале: $T - \Delta T \leq t \leq T$; T – момент времени, в который происходит новый расчет с использованием потвэльной модели; $T - \Delta T$ – момент времени, в который был проведен расчет с использованием потвэльной модели; ΔT – временной шаг для потвэльной модели; $K_{kkij}(x, y, T - \Delta T)$ – распределение коэффициента неравномерности тепловыделения по твэлу в ТВС по отношению к средней нейтронной мощности в ТВС в i -м сечении по высоте реактора в момент времени $T - \Delta T$, рассчитанное по потвэльной двумерной модели.

Таким образом, меняется только алгоритм расчета распределения глубины выгорания по твэлу в каждой ТВС, а дальше можно следовать формализму, изложенному в формуле (3.2), и получить предельные значения. Однако полученные предельные значения не учитывают того факта, что расчеты обладают погрешностью, при изготовлении ТВС имеются определенные технологические отклонения и при эксплуатации могут возникать различные дефекты. Для их учета оценивают возможные отклонения энерговыделения в твэле в большую сторону по отношению к расчетным значениям.

Возможное отклонение энерговыделения в твэле, обусловленное различными технологическими неточностями изготовления топлива и погрешностью расчета распределения энерговыделения по сечению ТВС, учитывается с помощью инженерного коэффициента неравномерности $K_{инж}$, равного 1,16. Другое возможное отклонение от расчетного значения проявляется из-за неточности поддержания мощности, которая определяется коэффициентом $K_{упр}$, равным 1,02. При небольшом искривлении решеток в ТВС при эксплуатации или технологических отклонениях в изготовлении в некоторой области активной зоны может происходить затеснение расхода теплоносителя. Неопределенность, связанная с описанным явлением, характеризуется ещё одним коэффициентом $K_{\Delta T}$, равным 1,04.

При азимутальном скручивании ТВС из-за локального изменения вводно-топливного отношения и, соответственно, размножающих свойств возникает дополнительная неопределенность в значении потвэльного коэффициента неравномерности мощности, определяемая коэффициентом $K_{изг}$, равным 1.1 для старых кассет и 1.01 для новых кассет (ТВСА). Данные коэффициенты были получены в течение многих лет эксплуатации и большого числа расчетных исследований. Для расчета максимальных значений глубины выгорания топлива в каждой ТВС в местах расположения ДПЗ нужно учесть все вышеназванные неточности. Делается это следующим образом:

$$\rho_{bnij}^{Lim}(x, y, t) = K_{kkij}(x, y, T - \Delta T) \times \\ \times K_{инж} K_{упр} K_{изг} K_{\Delta T} \frac{\int_{T-\Delta T}^t K_{Vij}(t') N(t') dt'}{M_{fuel}} + \rho_{bnij}^{Lim}(x, y, T - \Delta T),$$

для твэла на периферии ТВС;

$$\rho_{bnij}^{Lim}(x, y, t) = K_{kkij}(x, y, T - \Delta T) \times \\ \times \int_{T-\Delta T}^t K_{Vij}(t') N(t') dt' / M_{fuel} + \rho_{bnij}^{Lim}(x, y, T - \Delta T),$$

для ТВЭГ, если $\rho_{bnij}^{Lim}(x, y, t) < 5$ МВт *сутки/кг,

$\rho_{bnij}^{Lim}(x, y, t)$ – предельная усредненная по длине ДПЗ глубина выгорания в j -й ТВС в твэле с координатами x, y для i -го ДПЗ по высоте реактора к моменту времени t . Все остальные обозначения соответствуют формулам (3.1), (3.2), (3.3).

Полученные значения $\rho_{bnij}^{Lim}(x, y, T)$ подставляют в формулу (3.2) и получают величины $Q_{lim-1(2,3)}(i, j, t)$ с учетом указанных выше неточностей как в расчетах, так и при изготовлении и эксплуатации.

На практике рассчитывают не потвэльные предельные величины $Q_{lim-1(2,3)}(i, j, t)$, а величины предельных коэффициентов неравномерности локальной мощности, усредненные по сечению ТВС в

местах расположения ДПЗ $K_{V\lim}(i, j, t)$. С учетом указанных выше коэффициентов, определяющих всевозможные погрешности, расчет максимально возможных линейных нагрузок на твэл внутри ТВС, на ТВЭГ и на твэл на периферии ТВС выглядит следующим образом:

$$Q_{\max-1(2,3)}(i, j, T) = Q_{av}(t) \max_{x,y}(K_{kkij-1(2,3)}(x, y, T - \Delta T)) \times \\ \times K_{\text{инж}} K_{\text{упр}} K_{\text{изг}} K_{\Delta T} K_{Vij-1(2,3)}^{\lim}(T), \quad (3.4)$$

где $Q_{av}(T)$ – средняя по всем твэлам зоны линейная нагрузка при номинальной мощности, Вт/см; $Q_{\max-1(2,3)}(i, j, T)$ – максимально возможные тепловые нагрузки на твэл (твэл на периферии, ТВЭГ) для j -й ТВС для i -го ДПЗ; $K_{kkij-1(2,3)}$ – коэффициент неравномерности тепловыделения по сечению j -й ТВС по отношению к средней мощности твэл в ТВС на высоте i -го ДПЗ; $K_{Vij-1(2,3)}^{\lim}(T)$ – предельный коэффициент неравномерности тепловыделения на участке зоны, занимающей объём в j -й ТВС и по длине i -го ДПЗ в момент времени T .

Зная предельные значения линейных нагрузок на твэл (3.4), можно найти предельно допустимые объёмные коэффициенты неравномерности тепловыделения в активной зоне в местах расположения ДПЗ $K_{V\lim-1(2,3)}(i, j, t)$ для условий нормальной эксплуатации в базовом режиме.

Если бы энергоблок работал без сбоев и в базовом режиме, то распределение $K_{V\lim-1(2,3)}(i, j, t)$ можно было бы определить заранее из прогнозного расчета. Раньше так и поступали. Главным конструктором и научным руководителем готовился отчет с рассчитанными значениями допустимых коэффициентов неравномерности тепловыделения во всех ТВС и местах расположения ДПЗ для всей кампании с временным интервалом в 20-40 суток. Данный отчет был настольной книгой для начальника смены очереди, начальника смены блока, ВИУР и контролирующих физиков из ЯФЛ АЭС.

Приведем пример результатов таких расчетов. В табл. 3.3 приведены выборочно значения предельных значений объёмных ко-

эффицентоов для начала 2-й топливной загрузки 3-го блока Калининской АЭС. Для сравнения в табл. 3.4 приведены значения предельных коэффициентов для конца кампании этой же загрузки. В этих таблицах приведены минимальные значения объёмных коэффициентов из трех предельных, рассчитанных по формуле (3.3).

Таблица 3.3

Предельные допустимые значения объёмных коэффициентов неравномерности энерговыделения $K_{V\text{lim}}$ для 2-й топливной загрузки 3-го блока Калининской АЭС во всех ТВС в семи точках по высоте активной зоны

№ ТВС	Координата по высоте от низа активной зоны, см						
	59.9	103.7	147.5	191.3	235.1	278.9	322.7
1	1.15	1.16	1.16	1.17	1.17	1.15	1.02
2	1.60	1.61	1.61	1.59	1.48	1.32	1.15
3	1.66	1.67	1.68	1.66	1.54	1.38	1.19
4	1.65	1.67	1.67	1.65	1.54	1.38	1.19
5	1.60	1.61	1.61	1.59	1.48	1.33	1.15
6	1.15	1.16	1.16	1.17	1.18	1.15	1.02
7	1.15	1.16	1.16	1.17	1.17	1.15	1.02
8	1.77	1.78	1.78	1.75	1.63	1.46	1.27
9	1.90	1.90	1.90	1.85	1.70	1.54	1.39
10	1.76	1.77	1.76	1.77	1.70	1.54	1.39
11	1.89	1.89	1.89	1.85	1.70	1.54	1.39
12	1.76	1.77	1.78	1.78	1.70	1.54	1.39
13	1.90	1.90	1.90	1.85	1.70	1.54	1.39
— — — — — — — —							
82	1.84	1.84	1.84	1.84	1.70	1.54	1.39
— — — — — — — —							
160	1.65	1.67	1.67	1.65	1.54	1.37	1.19
161	1.66	1.67	1.68	1.66	1.54	1.38	1.19
162	1.60	1.61	1.61	1.59	1.48	1.32	1.15
163	1.15	1.16	1.16	1.17	1.17	1.15	1.02

Таблица 3.4

Предельные допустимые значения объемных коэффициентов неравномерности энерговооружения $K_{V\text{lim}}$ для 2-й топливной загрузки 3-го блока Калининской АЭС во всех ТВС в семи точках по высоте активной зоны на конец кампании

№ТВС	Координата по высоте от низа активной зоны, см						
	59.9	103.7	147.5	191.3	235.1	278.9	322.7
1	1.14	1.14	1.15	1.15	1.15	1.16	1.08
2	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.44	1.24
3	1.55	1.56	1.55	1.55	1.55	1.50	1.29
4	1.55	1.55	1.55	1.55	1.54	1.50	1.29
5	1.50	1.50	1.50	1.50	1.49	1.44	1.24
6	1.14	1.14	1.15	1.15	1.15	1.16	1.08
7	1.14	1.14	1.15	1.15	1.15	1.16	1.08
8	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60	1.54	1.36
9	1.77	1.77	1.77	1.77	1.70	1.54	1.39
10	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.54	1.39
11	1.68	1.67	1.68	1.68	1.68	1.54	1.39
12	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.54	1.39
13	1.77	1.77	1.77	1.77	1.70	1.54	1.39
— — — — — — — —							
82	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.54	1.39
— — — — — — — —							
158	1.14	1.14	1.15	1.15	1.15	1.16	1.08
159	1.50	1.50	1.50	1.50	1.49	1.44	1.24
160	1.55	1.55	1.55	1.55	1.54	1.50	1.29
161	1.55	1.55	1.55	1.55	1.54	1.50	1.29
162	1.50	1.50	1.50	1.49	1.49	1.44	1.24
163	1.14	1.14	1.15	1.15	1.15	1.16	1.08

Из табл. 3.3. и 3.4 легко видеть, что для ТВС с выгоревшим топливом, стоящих на периферии активной зоны (к примеру, ТВС №№ 1, 2, 162, 163), предельные значения объемных коэффициентов меняются мало, так как изменение глубины выгорания в этих ТВС незначительно за кампанию. И наоборот, предельные коэффициенты для максимально нагруженных ТВС (к примеру, ТВС №№ 9, 11) претерпевают к концу кампании наибольшее изменение.

Происходит это из-за большого изменения глубины выгорания топлива в них.

Вышеприведенная схема расчета и предельные значения в таблицах относятся к базовому режиму работы энергоблока на номинальной мощности. При изменении мощности реактора необходима коррекция предельных допустимых объемных коэффициентов неравномерности тепловыделения.

Абсолютные значения предельных тепловых нагрузок на твэл $Q_{\text{lim}}(i, j, t)$ при этом не меняются, а коэффициенты $K_{V\text{lim}}(i, j, t)$ могут быть увеличены, если к текущему моменту времени интегральная мощность уменьшилась. Коррекция предельных значений выглядит следующим образом:

$$K'_{V\text{lim-1}(2,3)}(i, j, t) = \frac{K_{V\text{lim-1}(2,3)}(i, j, t)}{\left(0.17 + 0.83 \frac{N_{\text{тек}}}{N_{\text{ном}}}\right)}, \quad (3.5)$$

при $0.55N_{\text{ном}} < N_{\text{тек}} < N_{\text{ном}}$,

где $K'_{V\text{lim-1}(2,3)}(i, j, t) = 1.6K_{V\text{lim-1}(2,3)}(i, j, t)$,

при $N_{\text{тек}} < 0.55N_{\text{ном}}$; $N_{\text{ном}}$ – номинальная мощность реактора; $N_{\text{тек}}$ – текущая мощность в момент времени t .

Одной из функций СВРК, как уже раньше говорилось, является расчет нейтронно-физических полей по объёму активной зоны и в частности объемных коэффициентов неравномерности локальной мощности в зоне $K_V(i, j, t)$. Для каждого момента времени t найдется время T , для которого выполнялся потвэльный расчет и которое удовлетворяет неравенству: $T - \Delta T < t < T$, где ΔT – временной шаг, используемый в потвэльной модели. Тогда для момента времени t можно уточнить предельное значение объемного коэффициента с учетом изменения интегральной мощности следующим образом:

$$K'_{V\text{lim-1}(2,3)}(i, j, t) = \frac{K_{V\text{lim-1}(2,3)}(i, j, T - \Delta T)(t - T) + K_{V\text{lim-1}(2,3)}(i, j, T)(t - T + \Delta T)}{\Delta T \left(0.17 + 0.83 \frac{N_{\text{тек}}}{N_{\text{ном}}}\right)} \quad (3.6)$$

при $0.55N_{\text{ном}} < N_{\text{тек}} < N_{\text{ном}}$;

$$K'_{V \text{ lim-1}(2,3)}(i, j, t) = \frac{K_{V \text{ lim-1}(2,3)}(i, j, T - \Delta T)(t - T) + K_{V \text{ lim-1}(2,3)}(i, j, T)(t - T + \Delta T)}{\Delta T},$$

при $N_{\text{тек}} < 0.55N_{\text{ном}}$;

$$K''_{V \text{ lim}}(i, j, t) = \min_{1,2,3}(K'_{V \text{ lim-1}(2,3)}(i, j, t)).$$

К настоящему времени произведена модернизация СВРК и предельные значения объёмных коэффициентов неравномерности $K''_{V \text{ lim}}(i, j, t)$ рассчитываются непрерывным образом в ходе расчетного сопровождения эксплуатации. Далее в системе ХОРТИЦА, являющейся неотъемлемой частью СВРК, на основе измерений токов в ДПЗ и их отбраковки производится расчет нейтронных полей по всему объёму активной зоны. Во всех ТВС и в семи высотных сечениях, соответствующих расположению центров ДПЗ по высоте активной зоны, определяются величины объёмных коэффициентов неравномерности $K_V(i, j, t)$. Расчетно-восстановленные по токовым измерениям в ДПЗ значения $K_V(i, j, t)$ сравниваются с предельными значениями $K''_{V \text{ lim}}(i, j, t)$. Для нормальной эксплуатации должно выполняться неравенство $K_V(i, j, t) \leq K''_{V \text{ lim}}(i, j, t)$ для всех ТВС и для семи высотных сечений. Из всех ТВС выбираются 12 ТВС, в которых достигается максимальная разница между величинами: $K_V(i, j, t)$ и $K''_{V \text{ lim}}(i, j, t)$. При нарушении указанного неравенства и достижения максимальной разницы между расчетными и предельными значениями $K_V(i, j, t)$ положительной величины энергоблок должен быть переведен на меньшую мощность, чтобы максимальная разница осталась отрицательной величиной.

На рис 3.3 для наглядности построены высотные зависимости предельной и расчетной величин K_V для одной из ТВС 2-й топливной загрузки 3-го блока Калининской АЭС.

На БЩУ энергоблока есть специальное рабочее место контролирующего физика, на котором выведена вся необходимая инфор-

мация для контроля над параметрами, определяющими уровень безопасности активной зоны.

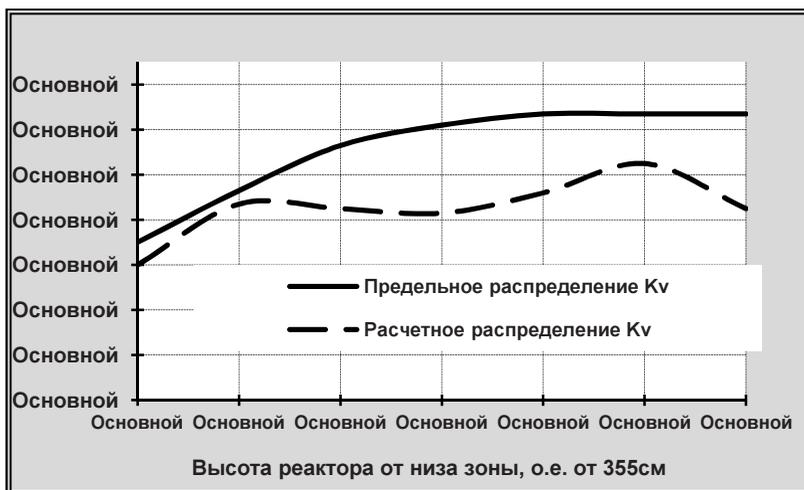


Рис. 3.3. Высотное распределение предельного и расчетного значений K_v в определенный момент кампании для одной из ТВС 2-й кампании 3-го блока Калининской АЭС

Конечно, было бы проще рассчитывать прямые теплофизические параметры, такие как линейная нагрузка на твэл, температура на поверхности оболочки твэла и по ним определять уровень теплотехнической безопасности активной зоны. Однако в расчетном комплексе, сопровождающем в настоящее время эксплуатацию реактора ВВЭР, нет проверенных теплофизических и теплогидравлических модулей, позволяющих оперативно проводить расчеты всех необходимых полевых характеристик активной зоны с приемлемой точностью и достаточным быстродействием. При обосновании технической безопасности ЯЭУ так и поступают: рассчитывают именно основные параметры безопасности, которые были определены в начале этого раздела. Эти вопросы будут более детально освещены в следующих разделах.

3.1.3. Контролируемые пределы безопасной эксплуатации ЯЭУ

Контролируемые пределы нормальной эксплуатации – это предельные значения параметров, лежащих в диапазоне точности измерения и регулирования и использованных в качестве исходных данных для анализа состояния реакторного оборудования и протекания процессов в нём с точки зрения выполнения требований по ядерной и технической безопасности, предъявляемых к эксплуатации на АЭС.

Значения параметров, соответствующие уставкам срабатывания защит и блокировок, являются также контролируруемыми пределами нормальной эксплуатации. В понятие пределов нормальной эксплуатации входит не только значение самих стационарных параметров оборудования, но и скорости изменения некоторых из них. К примеру, допустимые скорости изменения мощности реактора и ограничения по числу циклов для нормальной эксплуатации приведены в табл. 3.5.

В ходе эксплуатации допустима работа на пониженной мощности при отключении одного или двух циркуляционных насосов (ГЦН) в первом контуре. Перед подключением неработающего насоса к трем или двум работающим, мощность реактора должна быть снижена до 30(20)% $N_{ном}$ соответственно. Контролируемые параметры РУ в стационарных режимах и допустимые отклонения при частичном нарушении нормальных условий (отключении разного количества ГЦН) эксплуатации приведены в табл. 3.6.

В табл. 3.7 показано то же самое для 3-го блока Калининской АЭС. Видна тенденция к изменению некоторых пределов безопасной эксплуатации в связи с изменением конструкций ТВС и активной зоны в целом. В примечаниях к этим таблицам дано пояснение того, как полевые ограничения локальной мощности связаны с интегральной мощностью реактора. Данные по пределам безопасной эксплуатации в режимах с нарушением нормальных условий эксплуатации приведены в табл.3.8.

Приведенные цифры характеризуют интегральные параметры ЯЭУ, по которым определяются пределы безопасной эксплуатации. Данные пределы задействованы в оперативном управлении ядерной энергетической установкой. Доминирующая часть предельных

значений контролируемых параметров, помещенных в эти таблицы, определяет уровень безопасности основных барьеров защиты в реакторе: оболочки топлива и самого топлива. Все эти предельные значения контролируемых параметров обусловлены предельными значениями основных параметров безопасности, о которых шла речь в предыдущем разделе.

Помимо интегральных параметров ЯЭУ в число предельных параметров входят и полевые характеристики активной зоны. Полевые характеристики не являются чисто измеряемыми. Они получаются на основе расчетов и измерений нейтронного поля в местах расположения ДПЗ. Основным результатом этих измерений и расчетов является распределение объёмных коэффициентов неравномерности энерговыделения в активной зоне во всех ТВС в семи участках по высоте зоны, где расположены ДПЗ. Получение данного распределения является непростой задачей, которая долгое время решалась не достаточно аккуратно. Поэтому полевые характеристики не были заведены в оперативное управление, а являлись только предупреждающими сигналами для оперативного персонала. Только сейчас с повышением точности моделирования физических процессов в активной зоне и совершенствования вычислительного комплекса для расчетного сопровождения появилась возможность завести превышение локальной мощности выше допустимых пределов в систему оперативного управления реактором.

Несмотря на сложность задачи определения коэффициентов неравномерности локальной мощности по объёму активной зоны и погрешности их определения, эти коэффициенты в настоящее время являются единственно контролируемыми параметрами по активной зоне, характеризующими её теплотехническую надежность и безопасность. Они определяют максимальные значения тепловых потоков в твэле и минимальный запас до кризиса теплообмена на его поверхности (кризис теплообмена – это явление, при котором теплоотдача на поверхности твэла падает в много раз ниже обычной и может начаться разрушение его оболочки при больших тепловых потоках в топливе). Методология определения предельных объёмных коэффициентов неравномерности K_v изложена в предыдущем разделе. Фактически данные коэффициенты становятся полевыми уставками в современной АСУТП для активной зоны.

Таблица 3.5

Допустимые скорости изменения мощности реактора ВВЭР-1000
и ограничения по числу циклов

Плановое понижение мощности	Плановое повышение мощности	Повышение мощности реактора после длительной (>12 сут) работы на пониженной мощности или при подключении неработающей петли	Наброс мощности реактора при изменении нагрузки	Повышение мощности после срабатывания АЗ
100 % $N_{\text{ном}}$	100 % $N_{\text{ном}}$	100 % $N_{\text{ном}}$	100 % $N_{\text{ном}}$	100 % $N_{\text{ном}}$
Не более 3 % $N_{\text{ном/мин}}$	Не более 1 % $N_{\text{ном/мин}}$ на 75+85 % $N_{\text{ном}}$ выдержка не менее трех часов на 40-45 % $N_{\text{ном}}$ не более 3 % $N_{\text{ном/мин}}$	Не более 0,017 % $N_{\text{ном/мин}}$ (средняя скорость обеспечивается ступенчатым подъемом мощности на (2+4) % $N_{\text{ном/мин}}$ со скоростью 2 % $N_{\text{ном/мин}}$ с последующей выдержкой) 80 % $N_{\text{ном}}$ не более 0,017 % $N_{\text{ном/мин}}$ 50 % $N_{\text{ном}}$ не более 3 % $N_{\text{ном/мин}}$	Ступенчатое увеличение нагрузки на 10 % $N_{\text{тек}}$ (выдержка не менее трех часов на каждой ступени) 50 % $N_{\text{ном}}$ ступенчатое увеличение нагрузки на 20 % $N_{\text{тек}}$ (выдержка не менее трех часов на каждой ступени)	Со скоростью, указанной в графе 1 или 2, в зависимости от исходного состояния перед срабатыванием АЗ
МКУ	МКУ	МКУ	МКУ	МКУ
< 9 циклов за 3 года	< 9 циклов за 3 года	< 23 циклов за 3 года	< 15 циклов за 3 года	< 15 циклов за 3 года

Таблица 3.6

Предельные значения различных параметров ЯЭУ
при разном числе работающих петель ГЦК

Наименование параметра	Величина параметра			
	4	3	Две противопо- ложные петли	Две смежные петли
Макс.допустимая тепловая мощность реактора (с учетом точности поддержания системой регулирования), МВт/% $N_{ном}$	3000/100± 2	2010/67±2	1500/50±2	1200/40±2
Заданная (разрешенная) мощность, МВт/%	3000 / 100	2010 / 67	1500 / 50	1200 / 40
Макс.допустимый подогрев теплоносителя в реакторе, °С	30	25	24	24
Максимальная разность температур в петле, °С	30	27	26	26
Макс.подогрев теплоносителя в кассетах, максимальная мощность кассеты, °С/МВт по показаниям СВРК: - для ТВС без СВП - для ТВС с СВП	36/25 39/25	33/18 37/18	37/12 40/12	37/12 40/12
Макс.температура теплоносителя на выходе из кассет, °С, по показаниям СВРК: - для ТВС без СВП - для ТВС с СВП	324 327	321 325	325 328	325 328
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	84800	62700	40000	40000
Уровень в ПГ, мм	2250±50	2250±50	2250±50	2250±50
Температура теплоносителя на входе в реактор в любой из работающих петель, °С	Не более 286	Не более 286	Не более 286	Не более 286

Наименование параметра	Величина параметра			
Давление теплоносителя в реакторе МПа(кг/см ²)	15.7±0.2 (160±2)	15.7±0.2 (160±2)	15.7±0.2 (160±2)	15.7±0.2 (160±2)
Давление пара в работающем ПГ, МПа(кгс/см ²)	Не более 6,3±0,1 (64±1)	Не более 6,3±0,1 (64±1)	Не более 6,3±0,1 (64±1)	Не более 6,3±0,1 (64±1)
Уровень в КД, мм (номинальное значение уровня может несколько отличаться для разных АЭС-порядка 8500 мм)	$H_{\text{ном}} \pm 150$	$H_{\text{ном}} \pm 150$	$H_{\text{ном}} \pm 150$	$H_{\text{ном}} \pm 150$
Концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура (с учетом точности измерений на АЭС), г/дм ³ : в начале кампании в конце кампании	$C_{\text{тек}} \pm 0,6$ $C_{\text{тек}}^*(1 \pm 0.01)$			
Расход пара от каждого работающего ПГ, т/час	1470±60	1470±60	1470±60	1470±60
Температура питательной воды ПГ, °С	222± 2	222± 2	222± 2	222± 2
Расход протечек из 1-го контура по линии оргпротечек и дренажей, м ³ /час	Не более 2,5	Не более 2,5	Не более 2,5	Не более 2,5
Давление в герметичной оболочке (ГО), МПа	Не более 0,12±0,02	Не более 0,12±0,02	Не более 0,12±0,02	Не более 0,12±0,02
Температура в ГО, °С	Не более 60 ±2			

Таблица 3.7

Предельные значения различных параметров ЯЭУ при разном числе работающих петель ГЦК для 3-го блока Калининской АЭС

Параметры	Количество работающих ГЦН				Точность определения
	4	3	Две противо- положные петли	Две смежные петли	
Максимально допустимая тепловая мощность реактора (с учётом точности поддержания системой регулирования), МВт/% $N_{ном}$	3000+60 /100+2	2010+60 /67+2	1500+60 /50+2	1200+60 /40+2	±60/2
Заданная (разрешённая) мощность, МВт / % $N_{ном}$	3000/100	2010/67	1500/50	1200/40	±60/2
Максимально допустимый подогрев теплоносителя в реакторе, °C	30	25	24	24	±1,5
Максимально допустимый подогрев теплоносителя в петле/максимально допустимая мощность петли реактора, °C/МВт	30.5/770	27/770	26/770	26/770	±1,5/30
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	86400 (+2400 -2800)	66000 (±1500)	44000 (±900)	44000 (±900)	Указано в соседних столбцах

Параметры	Количество работающих ГЦН				Точность определения
	4	3	Две противо- положные петли	Две смежные петли	
Температура теплоносителя на входе в реактор в любой из работающих петель, не более, °С	288				±1,5
Максимальная температура теплоносителя на выходе из ТВСА, °С	326	323	327	327	±1
Максимальный подогрев теплоносителя в ТВСА / максимальная мощность ТВСА	36/25	33/18	37/12	37/12	±1,5/2
Давление теплоносителя в реакторе (абсолютное), МПа	15,69±0,29				±0.1(1)
Давление пара в работающем ПГ (абсолютное) на выходе из парового коллектора, МПа	6,27±0,19				±0.1(1)
Уровень в КД, мм $H_{ном} = 8500$ мм	$H_{ном} ± 150$				±1.5%
Концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура, г/дм ³	$C_{тек} + 0.6$				±1%

Параметры	Количество работающих ГЦН				Точность определения
	4	3	Две противо- положные петли	Две смежные петли	
Уровень в ПГ, мм	$N_{\text{ном}} \pm 50$				$\pm 1.5 \%$
Расход пара от каждого работающего ПГ, расчетный для $N = 100 \% N_{\text{н}}$, т/час при $t_{\text{п.в.}} = 220 \text{ }^\circ\text{C}$	1470+103				$\pm 45 (3 \%)$
Температура питательной воды ПГ, $^\circ\text{C}$: с отключенными ПВД; с включенными ПВД	164 \pm 4 220 \pm 5				± 2
Расход протечек из первого контура по линии оргпротечек и дренажей, не более, $\text{м}^3/\text{ч}$	2.5				
Температура в герметичном ограждении не более, $^\circ\text{C}$	60				± 2

Примечания. табл. 3.6 и 3.7: при любом числе работающих ГЦН и текущих значениях мощности $N_{\text{тек}}$ меньше допустимых по п.1. Коэффициенты неравномерности энерговыделения в активной зоне не должны превышать: $K_{\text{vmax}} < K_{\text{vдоп}} * \psi$, где $\psi = 1,0$ – для мощностей $N_{\text{тек}} = 0,8 \div 1,0 N_{\text{доп}}$; $\psi = 1,2$ – для мощностей $N_{\text{тек}} = 0,55 \div 0,80 N_{\text{доп}}$; $\psi = 1,6$ – для мощностей $N_{\text{тек}} = 0,1 \div 0,55 N_{\text{доп}}$. При превышении допустимых значений тепловой мощности $N_{\text{тек}}$ должна быть снижена пропорционально величине отношения $K_{\text{vдоп}}/K_{\text{vтек}}$.

Таблица 3.8

Пределы безопасной эксплуатации реакторной установки с ВВЭР-1000 по технологическим параметрам 1-го и 2-го контуров в режимах нарушения нормальных условий эксплуатации

Наименование параметра	Величина параметра
Уровень плотности нейтронного потока в энергетическом диапазоне измерения	107%/0.0%, от $N_{\text{ном}}$ (номинальная мощность, равная 3000 МВт)
Максимальное давление в 1-м контуре	17.64/18.62** МПа (180/190 гс/см ² **)
Минимальное давление в 1-м контуре при мощности не менее 75 % от $N_{\text{ном}}$	14,70 МПа (150 кгс/см ²)
Минимальное давление в 1-м контуре при мощности менее 75 % от $N_{\text{ном}}$	13,72 МПа (140 кгс/см ²)
Максимальное давление в одном из парогенераторов по 2-му контуру	7,84/8,43** МПа (80/86** кгс/см ²)
Минимальное давление в одном из парогенераторов по 2-му контуру	5,10/4,41* МПа (52/45* кгс/см ²)
Максимальная температура в горячей нитке циркуляционной петли	$(T_{\text{ном}} + 8)/(T_s - 10)^* \text{ } ^\circ\text{C}$
Минимальный уровень в одном из парогенераторов	$H_{\text{ном}} = 650/H_{\text{ном}} = 1100^* \text{ мм}$
Минимальный уровень в компенсаторе давления	4600/4000 мм
Максимальный перепад давлений на активной зоне реактора $\Delta P_{\text{аз}}$ при температуре 1-го контура не менее 260 °С., ат	4.5

Примечания:

1. В числителе указано значение параметра до срабатывания защиты, в знаменателе – после срабатывания защиты.
2. * Значения параметра может быть снижено в случае принятия решения о переводе блока на режим, не предусматривающий выход на энергетический уровень мощности (например, расхолаживание).
3. ** Кроме режима гидротестирования.

При пуске и наладке энергоблока есть дополнительные ограничения на расчетные значения K_r . Объясняется это тем, что при пуске нового блока еще не была проведена верификация расчетных нейтронно-физических характеристик активной зоны и степень до-

верия к ним не столь высока как для действующих энергоблоков. В этом случае все предельные объёмные коэффициенты неравномерности тепловыделения по зоне несколько занижают. Покажем это на примере пусковых значений для 2-го блока Калининской АЭС, помещённых в табл.3.9.

Методология определения самих предельных значений, используемая для этого блока, уже устарела (к примеру, для многих пускаемых блоков нет СВП, а есть ТВЭГ), но занижение предельных коэффициентов в начале пуска осталось прежним.

Во время пуска и при дальнейшей эксплуатации занижение предельных коэффициентов происходит также и при отключении вычислительного комплекса ХОРТИЦА в составе СВРК.

Таблица 3.9

Допустимые коэффициенты неравномерности энергоснабжения по объёму активной зоны K_v при пуске энергоблока

Параметры	Величина параметра						
	1	2	3	4	5	6	7
Номер датчика от низа активной зоны							
Расстояние от низа активной зоны до центра измерительной части датчика, см	45.3	89.0	132,7	176.5	220.2	264.0	307,7
Начение объёмного коэффициента неравномерности энергоснабжения в первые двое суток:							
- в автономном режиме работы СВРК для ТВС без СВП	1,70	1,70	1,70	1,60	1,50	1,32	1,19
- в автономном режиме работы СВРК для ТВС с СВП	1,62	1,62	1,62	1,52	1,43	1,26	1,13
- в совместном режиме работы СВРК с внешним математическим обеспечением для ТВС без СВП	1,85	1,85	1,85	1,72	1,59	1,47	1,34
- в совместном режиме работы СВРК с внешним математ. обеспечением для ТВС с СВП	1,76	1,76	1,76	1,64	1,51	1,40	1,28

Параметры	Величина параметра						
Значение объёмного коэффициента неравномерности энерговыделения после выхода на регламентные стационарные параметры и работы блока на них более двух суток: в автономном режиме работы СВРК для ТВС без СВП - в автономном режиме работы СВРК для ТВС с СВП - в совместном режиме работы СВРК с внешним математическим обеспечением для ТВС без СВП - в совместном режиме работы СВРК с внешним математическим обеспечением для ТВС с СВП	1,75	1,75	1,75	1,62	1,49	1,36	1,23
	1,67	1,67	1,67	1,54	1,44	1,29	1,17
	1,90	1,90	1,90	1,77	1,64	1,51	1,38
	1,82	1,82	1,82	1,69	1,56	1,43	1,21

3.2. Описание аварийных режимов, принятых для расчетного обоснования безопасности

Описание эксплуатационных и аварийных режимов, принятых для расчетного обоснования безопасности ЯЭУ, во многом взято из Книги №5 ТОБ 3-го энергоблока Калининской АЭС [31].

3.2.1. Перечень эксплуатационных режимов с нарушением нормальной эксплуатации и проектных аварий

При анализе безопасности ЯЭУ рассматриваются следующие исходные события, приводящие к нарушению режимов нормальной эксплуатации и аварийным ситуациям.

Нарушения нормальных условий эксплуатации:

- 1) обесточивание главных циркуляционных насосов;
- 2) закрытие стопорных клапанов турбины;

- 3) обесточивание АЭС;
- 4) прекращение подачи питательной воды в парогенераторы;
- 5) неуправляемое извлечение группы органов регулирования из активной зоны;
- 6) снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе вследствие нарушений в системе борного регулирования;
- 7) режим течи парогенератора – разрыв трубки теплообмена;
- 8) ложный впрыск в компенсатор объема от штатного узла подпитки с температурой воды 60–70 °С;
- 9) непреднамеренное закрытие одного отсечного клапана на паропроводе.

Аварийные режимы:

- 10) режим малой течи – разрыв трубопроводов первого контура ДУ менее 100 мм;
- 11) режим большой течи – разрыв трубопроводов первого контура ДУ более 100 мм, включая ДУ-850;
- 12) непосадка предохранительного клапана компенсатора объема;
- 13) непосадка предохранительного клапана парогенераторов;
- 14) непосадка клапанов устройств сброса пара из парогенераторов;
- 15) выброс органа регулирования при разрыве чехла привода СУЗ;
- 16) мгновенное заклинивание главного циркуляционного насоса;
- 17) разрыв паропровода парогенератора;
- 18) разрыв трубопровода питательной воды парогенератора;
- 19) разрыв сборного коллектора острого пара;
- 20) отрыв крышки люка коллектора ПГ по первому контуру;
- 21) разрыв импульсной трубки КИП за пределами ГО;
- 22) аварии с топливом при проведении транспортно технологических операций.

В табл 3.10. приведен перечень единичных отказов, принятых при обосновании безопасности, для различных исходных событий.

Таблица 3.10

Перечень исходных событий с наложением различных отказов

№ п/п	Исходное событие	Единичный отказ
1	Неуправляемое извлечение регулирующей группы	См. примечание
2	Подключение ГЦН ранее не работающей петли	См. примечание
3	Выброс регулирующего органа из активной зоны	См. примечание
4	Снижение концентрации борной кислоты	См. примечание
5	Заклинивание одного ГЦН	См. примечание
6	Обесточивание одного ГЦН	См. примечание
7	Обесточивание всех ГЦН	См. примечание
8	Полное обесточивание АЭС	Отказ одного БРУ-А
9	Ложный впрыск в КД	См. примечание
10	Отключение ТГ от системы	Отказ УПЗ
11	Закрытие отсечных клапанов ПГ	Отказ одного БРУ-А
12	Прекращение подачи питательной воды	Отказ АПЭН
13	Отключение ПВД	См. примечание
14	Разрыв паропровода	Отказ на выключение ГЦН аварийной петли. Не прекращение подачи питательной воды в аварийный ПГ. Отказ БЗОК (при разрыве главного парового коллектора)
15	Непредусмотренное открытие ПК ПГ	См. примечание
16	Непредусмотренное открытие БРУ-К	См. примечание
17	Разрыв трубопровода питательной воды ПГ	Не отключение ГЦН аварийной петли
18	Разрыв трубки теплообмена ПГ	Отказ насоса высокого давления САОЗ
19	Максимальная проектная авария – разрыв ГЦТ на входе в реактор	Отказ одной емкости САОЗ. Отказ низконапорного насоса САОЗ. Отказ высоконапорного насоса САОЗ

№ п/п	Исходное событие	Единичный отказ
20	Разрыв ГЦТ на выходе из реактора	То же, что и в п.19
21	Разрыв соединительного трубопровода КД	То же, что и в п.19
22	Разрыв трубопровода сброса из КД	То же, что и в п.19
23	Разрыв соединительного трубопровода "емкость САОЗ – НКР"	То же, что и в п.19
24	Разрыв соединительного трубопровода "емкость САОЗ – СКР"	То же, что и в п.19
25	Течь из первого контура эквивалентным диаметром ДУ-109,	Отказ высоконапорного насоса САОЗ. Отказ одной емкости САОЗ
26	Течь из первого контура эквивалентным диаметром менее Ду 109 мм	То же
27	Непредусмотренное открытие ИПУ КД	Отказ высоконапорного насоса САОЗ. Отказ одной емкости САОЗ

Примечание. Единственной системой безопасности, участвующей в ограничении развития аварии, является аварийная защита реактора. При этом, как и во всех других режимах, учтено застревание в верхнем положении самого эффективного стержня. Кроме того, в указанных и во всех других режимах приняты отказы систем или оборудования, хотя и не относящихся к системам безопасности, но ухудшающих протекание режима с точки зрения приемочных критериев.

Для расчетного обоснования нестационарные проектные режимы реакторной установки объединены по группам характерного воздействия на изменение параметров:

- 1) режимы с нарушением работы систем, влияющих на реактивность;
- 2) нарушение расхода теплоносителя;
- 3) нарушение условий охлаждения со стороны второго контура;
- 4) режимы с разгерметизацией второго контура;
- 5) режимы с разуплотнением первого контура.

При проведении расчетного обоснования безопасности ЯЭУ в аварийных режимах предварительно качественно оцениваются возможные начальные состояния реактора и пути развития процесса, а также влияние различных дополнительных единичных отказов

в соответствии с требованиями нормативных документов. Результаты этой оценки являются основой для формирования консервативных начальных и граничных условий, задаваемых для расчета каждого режима. Для анализа всех указанных аварийных режимов используется определенный набор исходных данных. Этот набор можно разделить на две части. Первая часть – общая для большинства анализов, например: геометрия контура, реактора, ПГ, некоторые характеристики активной зоны, систем безопасности и вспомогательных систем. Вторая часть – специфические для каждого конкретного режима условия и характеристики. Ниже в табл. 3.11. приводится сравнение общих для анализа всех аварий исходных данных с характеристиками, реально полученными в ходе пусконаладочных работ (ПНР) на унифицированных блоках ВВЭР-1000 (проект В-320).

Таблица 3.11

Проектные и фактические характеристики оборудования, важного для обеспечения безопасности, необходимые для выполнения расчетов аварийных режимов

Параметр	Фактическое значение	Проектное значение
Суммарная эффективность АЗ	0,0541	0,05
Расход теплоносителя через реактор, 1 м ³ /час	86729	80000
Расход через БРУ-К	Более 900 т/час	900 т/час $P_2 = 7,15$ МПа
Расход через БРУ-К	Более 900 т/час	900 т/час $P_2 = 6,7$ МПа (68 кгс/см ²)
Время падения ОР СУЗ, с	3,0–4,0	1,5–4
Расход от АПЭН, т/ч	153,4 $P = 6,27$ МПа	Не менее 150 $P = 6,27$ МПа
Время начала подачи аварийной питательной воды с момента обесточивания	Менее 120 с	Менее 120 с
Расход от насоса ЦН-150/110, м ³ /ч	172 при $P_i = 8,8$ МПа	Не менее 130 при $P_i = 0–1,5$ МПа
Расход от насосов аварийного расхолаживания, м ³ /ч	763 $P = 0,1$ МПа	Не менее 750 $P_1 = 0,098$ МПа

Продолжение табл. 3.11

Параметр	Фактическое значение	Проектное значение
Время начала подачи раствора бора от активной части САОЗ с момента обесточивания	Менее 60 с	60 с
Задержка на срабатывание АЗ при обесточивании АЭС, с	1,7	2,3
Уставки открытия:		
БРУ-К	6,66 МПа	6,66 МПа
БРУ-А	7,15 МПа	7,15 МПа
ПК ПГ:		
- контрольный	8,23 МПа	8,23 МПа
- рабочий	8,43 МПа	8,43 МПа
Время открытия БРУ-К и БРУ-А	Не более 15с	15с

Из рассмотрения вышеуказанных данных можно сделать вывод о консервативности положений, принятых для анализа безопасности, результаты которого будут приводиться ниже. Здесь и далее по тексту будет часто встречаться понятие консервативности положений, принимаемых при расчетном обосновании безопасности ЯЭУ. Дадим определение понятию консервативности положений в расчетном обосновании безопасности. *Понятие консервативности положений в расчетах* – это задание начальных и исходных данных перед началом аварии и создание приближений и допущений в моделях процессов, таких, которые на практике не могут реализоваться ни при каких обстоятельствах во время рассматриваемой аварии, но приводят к наиболее тяжелым последствиям аварии на состояние основных защитных барьеров безопасности. Далее, при расчете аварии учитываются погрешности расчета основных параметров, влияющих на протекание аварийного процесса, таким образом, чтобы они тоже приводили к утяжелению последствий аварии. При соблюдении указанных здесь условий проведения расчета, и если результаты расчета не приводят к превышению лимитирующих значений основных параметров безопасности, то можно утверждать, что на практике при самых неблагоприятных обстоятельствах протекания аварии лимитирующие значения этих параметров никогда не будут превышены.

Теперь вернемся к содержанию табл. 3.11. Сравнивая проектные характеристики оборудования, используемые в расчетах и фактические, можно сказать, что при фактическом протекании режимов температурные условия твэла будут более благоприятными, так как обеспечивается больший расход теплоносителя от САОЗ. Перерыв в подаче меньше, срабатывание аварийной защиты осуществляется быстрее и более эффективно, первоначальное температурное состояние более благоприятное, так как расход теплоносителя через реактор выше и т.д.

При рассмотрении выбранных для анализа режимов консервативный подход выражается и в выборе комбинаций исходных данных, приводящих к наиболее консервативным результатам с точки зрения имеющихся критериев безопасности. Так, начальная исходная мощность для всех расчетных режимов принималась с учетом точности определения и поддержания мощности. В материалах проекта показано, что более низкие уровни мощности приводят к более благоприятным результатам: к более высокому минимальному коэффициенту запаса до кризиса теплообмена; к более низким значениям температуры топлива и оболочек твэлов, энтальпии топлива в режимах, к которым предъявляются требования о непревышении максимального проектного предела повреждения твэла. Начальный расход теплоносителя и температура теплоносителя на входе в реактор во всех режимах принимались равными минимальным проектным значениям.

В данном пособии остановимся только на аварийных режимах, опасных с точки зрения сохранения целостности основных барьеров безопасности: топливной матрицы, оболочки топлива, корпуса реактора и страховочного корпуса. Подробное описание всех режимов, рассматриваемых при техническом обосновании безопасности, дано в пособии [13].

Будем придерживаться классификации режимов по группам характерного воздействия на изменение параметров.

3.2.2. Описание режимов с нарушением работы систем, влияющих на реактивность

К режимам, влияющим на изменение реактивности активной зоны и наиболее опасным с точки зрения целостности защитных барьеров, относятся:

- 1) подключение ГЦН ранее не работавшей петли;
- 2) выброс органа регулирования.

Большинство расчетов режимов с нарушениями реактивности выполнено по программам, в которых используется точечная модель нейтронной кинетики. Поскольку прямой расчет по такой модели может быть некорректным, в необходимых случаях пространственные эффекты учитывались с помощью консервативных упрощенных моделей (например, путем задания увеличенной мощности горячего канала, полученной из стационарного нейтронно-физического расчета для наиболее неблагоприятной конфигурации активной зоны, которая определялась из расчета по теплогидравлическим программам главного конструктора или задавалась искусственно).

3.2.2.1. Подключение ГЦН ранее не работавшей петли

Исходным событием для данного нарушения является работа ЯЭУ на 70 % (+7 % для расчета режима с подключением данного ГЦН) от номинальной мощности после отключения одного из ГЦН. Подключение ГЦН ранее не работавшей петли возможно при появлении ошибочного сигнала на включение недействующей циркуляционной петли, что приводит к нарушению технологического регламента. Изменение направления расхода в подключаемой петле и увеличение расхода теплоносителя через реактор уменьшает температуру теплоносителя в активной зоне. При нейтронно-физических характеристиках активной зоны, соответствующих отрицательным температурным коэффициентам реактивности теплоносителя, произойдет увеличение мощности реактора.

При проведении расчетного анализа учитываются следующие условия и последовательность протекания рассматриваемого эксплуатационного нарушения:

в результате ошибочного подключения ГЦН ранее не работавшей петли происходит не предусмотренное увеличение мощности реактора. При этом величина и скорость повышения мощности реактора и изменение параметров первого и второго контуров зависят от коэффициентов реактивности по температуре теплоносителя и по температуре топлива, которые могут иметь различные значения в процессе кампании;

при повышении нейтронной мощности до значений уставок, срабатывает аварийная защита реактора. После срабатывания аварийной защиты происходит снижение давления второго контура вплоть до момента закрытия стопорных клапанов турбины. Дальнейший рост давления и температуры теплоносителя первого контура ограничивается работой сбросных клапанов второго контура.

По сечению активной зоны выделяется сектор 60° , который включает в себя область, где происходит наиболее значительное расхолаживание со стороны подключаемой петли. Этот сектор анализируется с расчетом каждой кассеты, а остальная часть активной зоны рассмотрена в точечном приближении. В расчете не учитывается ток нейтронов между сектором и остальной частью активной зоны, что ведет к завышению потока нейтронов в рассматриваемом секторе. В анализе учитывается неполное перемешивание теплоносителя от входных патрубков реактора до входа в активную зону.

Для расчета состояния в наиболее теплонапряженном канале активной зоны используется модель «горячего канала». При этом теплонапряженный канал разбивается по высоте на десять равных участков. Топливная таблетка разбивается на десять цилиндрических слоев, имеющих одинаковый объем.

Следует отметить, что по методике главного конструктора предварительно рассчитывается температура на входе в реактор по петлям и общая мощность реактора. Затем с учетом данных по перемешиванию теплоносителя в нижней камере, полученных на стендах ОКБ «Гидропрес», рассчитывается температура на входе в «аварийный» сектор. Данные получены с помощью методики исследования перемешивания петлевых потоков теплоносителя в опускном канале и напорной камере ВВЭР с использованием солевого трассера и кондуктометрического метода [47].

Аварийный сектор рассматривается далее как изолированный реактор, для которого проводятся нейтронно-физический расчет с целью определения мощности наиболее напряженной кассеты и твэла. При таком подходе рост мощности в наиболее теплонапряженной части активной зоны, для которой затем проверяется выполнение существующих критериев по надежности охлаждения топлива, примерно вдвое выше, чем в среднем по активной зоне. Описанный выше подход демонстрирует, каким образом можно учесть пространственное перераспределение нейтронного потока

при анализе охлаждения активной зоны по основной динамической программе для расчета данного нарушения в работе оборудования, использующей модель точечной кинетики.

Для данного режима нейтронно-физические характеристики активной зоны приняты на конец кампании стационарной загрузки, когда коэффициент реактивности по температуре теплоносителя максимально отрицательный. В этом случае происходит наиболее значительное увеличение мощности реактора при расхолаживании активной зоны.

В анализе принято, что начальная мощность реактора составляет 77 % от номинального значения (70 % + 7 % в качестве предельной величины для срабатывания аварийной защиты), и отбор пара на турбину до момента закрытия стопорных клапанов турбины составляет 77 % от номинальной паровой производительности.

Результаты анализа показывают, в этом режиме обеспечивается выполнение критериев безопасности по температурам топлива и оболочки твэла и по коэффициентам запаса до кризиса теплоотдачи.

Алгоритм работы оборудования и систем блока без учета дополнительных отказов приведен ниже:

на 6,7 секунде процесса по сигналу повышения мощности реактора до 84% от номинальной происходит срабатывание аварийной защиты;

закрываются СРК турбины и отключается ТГ от сети;

срабатывают устройства БРУ-К (в случае запрета работы БРУ-К параметры горячего состояния в 1-м контуре поддерживаются за счет работы БРУ-А в режиме поддержания постоянного давления во 2-м контуре), которые поддерживают постоянное 6,27 МПа (64 кгс/см²) давление во 2-м контуре. ГЦН остаются в работе;

питание ПГ осуществляется вспомогательными питательными насосами из деаэраторов машинного зала.

Наибольшую опасность представляет режим, в котором уставка на срабатывание АЗ не достигается, т.е. когда оператор не перевел уставку на новое более низкое значение мощности после отключения ГЦН. В этом случае всплеск мощности в «холодном» секторе максимальный, но кризис теплообмена отсутствует. Однако при этом возможна разгерметизация твэл по типу увеличения газовой проницаемости оболочки некоторого количества твэлов. Для ис-

ключения указанного повреждения твэла при подключении одного ГЦН к двум и трем работающим требуется предварительное снижение мощности реактора до 20 и 30 % $N_{ном}$ соответственно. Это требование включено в регламент.

3.2.2.2. Выброс органа регулирования

Под выбросом регулирующего органа из активной зоны реактора понимается внезапное быстрое перемещение регулирующего органа из начального положения в крайнее верхнее положение. Такая ситуация может возникнуть в результате разрыва по периметру чехла механизма перемещения органа СУЗ из-за возникающего при этом перепаде давления на элементах привода органа СУЗ.

В этом режиме рассматривается влияние выброса регулирующего органа на изменение нейтронно-физических характеристик активной зоны. При разрыве чехла привода ОР СУЗ образуется течь из 1-го контура с размером не больше ДУ-55.

Неблагоприятные последствия от ввода положительной реактивности реализуются в течение нескольких первых секунд аварии, когда влиянием истечения теплоносителя через разрыв Ду-55 можно пренебречь. Поэтому в данном разделе представлены результаты расчета, выполненного при неучете изменения параметров за счет течи из первого контура. Анализ выброса регулирующего стержня проводится по методике [32], использующей точечную модель нейтронной кинетики для расчета общей мощности реактора в переходном процессе.

Перераспределение энерговыделения по объему активной зоны учитывается увеличением коэффициента мощности горячего канала на величину, определенную нейтронно-физическим расчетом активной зоны с выведенным стержнем. Данные результаты используются главным конструктором в техническом обосновании безопасности для многих блоков с реактором ВВЭР-1000. Полученные при таком подходе результаты подтверждаются результатами расчетов, выполненных экспертами ГАН с использованием трехмерной модели активной зоны. В целом, однако, необходимо отметить, что аварии с быстрым локальным вводом положительной реактивности предпочтительно анализировать с помощью нестационарных трехмерных программ, поскольку для получения консер-

вативных результатов по модели с точечной кинетикой необходимо применение специальных приемов (типа описанного выше), искусственно разрывающих связанные физические процессы.

В качестве определяющего варианта из анализа режимов с выбросом регулирующего органа выбран наиболее тяжелый с точки зрения состояния активной зоны случай: при работе на номинальном уровне мощности выброс регулирующего органа с максимальной проектной эффективностью, равной 0,0019.

В результате аварийной ситуации по факту повышения уровня нейтронного потока с периодом разгона менее 10 сек подается сигнал на срабатывание аварийной защиты. С учетом задержки на прохождение и формирование сигнала органы СУЗ начинают свое падение через 0,4 сек с момента начала аварии. Эффективность аварийной защиты взята с учетом застревания наиболее эффективного органа регулирования.

Поскольку увеличение мощности реактора происходит за время 1 с, работа оборудования первого и второго контуров практически не оказывает влияния на развитие аварии, и поэтому в данном случае не анализируется.

Расчетный анализ выброса регулирующего органа проводится с использованием точечной модели нейтронной кинетики. Дополнительно проводится анализ с учетом перераспределения энерговыделений по объему активной зоны (пик энерговыделения достигается в верхней части активной зоны).

При этом учитываются все возможные факторы, ухудшающие начальные и граничные условия с точки зрения основных критериев. Принимаются следующие значения основных параметров, влияющих на протекание рассматриваемой аварии:

- расход теплоносителя через реактор, м³/ч 80000;
- время выброса стержня, с – 0,1;
- линейная нагрузка в горячей точке, Вт/см – 448;
- эффективность выброшенного стержня на полной мощности 0,19 % в начале и 0,21 % в конце кампании;
- эффективность выброшенного стержня на нулевой мощности 0,5 % в начале кампании и 0,4 % в конце кампании;
- коэффициент неравномерности энерговыделения по объему активной зоны 2,65 в начале кампании и 2,3 в конце кампа-

нии, распределение мощности по высоте активной зоны принимается с максимумом в середине.

Расчет коэффициентов запаса до кризиса теплообмена проводится с учетом инженерных коэффициентов запаса, учитывающих технологические допуски и неточности расчетных методик и программ. Детальный анализ ситуаций с выбросом регулирующего органа выполняется для различных уровней мощности и моментов кампании работы реактора.

Расчет режима с выбросом ОР СУЗ проводится с учетом следующих факторов:

- задержка в цепях управления 0,4 с на формирование сигнала аварийной защиты по периоду разгона реактора или по повышению уровня нейтронного потока;
- обесточивание всех ГЦН в момент $\tau = 0$ с.
- состояние активной зоны: начало кампании и конец кампании.

Анализ показывает, что в этом случае имеется вероятность разгерметизации наиболее теплонпряженного твэла, в котором возникают условия для кризиса теплообмена. Количество таких элементов не превышает 0.1% от общего количества в активной зоне реактора.

Помимо кризиса теплообмена, возможной причиной повреждения твэла является резкий рост плотности энерговыделения в топливе и соответствующий рост энтальпии топлива за малое время. В результате расчета получено, что величины энтальпии топлива, рассчитанной по средней температуре топлива в горячей точке, в указанном режиме не превышают соответствующие критерии по энтальпиям (230 кал/г для разрушения топливной таблетки и 140 кал/г для повреждения оболочки).

Из всех разобранных режимов ни один не является критичным с точки зрения нарушения целостности всех защитных барьеров. А выводы об увеличении газовой проницаемости оболочки твэла в режиме с подключением неработающей петли ГЦК и кризисе теплообмена на поверхности оболочки отдельных твэлов в режиме с выбросом ОР СУЗ из активной зоны не вполне обоснованы, так как во всех разобранных случаях используется модель точечной кинетики. При использовании пространственной кинетики в составе моделей физических процессов в ЯЭУ и учете обратных связей

между теплофизикой и нейтронной физикой активной зоны удастся воспроизвести с определенной точностью снижение неравномерности распределения нейтронных полей в области наиболее теплонапряженных каналов и твэлов. В этом случае кризиса теплообмена и увеличения газовой проницаемости не возникнет в рассматриваемых режимах. На практических занятиях по изучению основных параметров безопасности познакомимся с моделированием данных режимов на полномасштабных моделирующих комплексах, использующих модель пространственной кинетики. В дальнейшем к данным режимам в настоящем пособии возвращаться не будем.

3.2.3. Описание режимов с нарушением расхода теплоносителя

Изменение расхода теплоносителя через активную зону реактора может быть вызвано нарушениями в работе главных циркуляционных насосов. При отклонениях параметров электропитания от номинала, авариях в цепи электропитания или механических повреждениях ГЦН расход теплоносителя может как уменьшаться, так и увеличиваться. Повышение расхода теплоносителя может быть вызвано увеличением частоты в электросети или какой-либо механической неисправностью ГЦН. В этом случае требуется анализ механической надежности всех систем, находящихся в корпусе реактора. С точки зрения теплотехнической надежности активной зоны, увеличение расхода теплоносителя улучшает ее охлаждение. В данной главе рассматриваются вопросы теплотехнической надежности активной зоны реактора в режимах с уменьшением расхода теплоносителя. К таким режимам отнесем наиболее критичные режимы с полной потерей принудительной циркуляции теплоносителя или резкого уменьшении расхода:

- заклинивание одного ГЦН;
- обесточивание всех ГЦН;
- полное обесточивание АЭС.

Уменьшение расхода теплоносителя через активную зону реактора повышает температуру теплоносителя, что может привести к недостаточному охлаждению активной зоны и, следовательно, к появлению кризиса теплообмена на поверхности максимально теплонапряженного твэла. В качестве критерия теплотехнической

надежности активной зоны в режимах с уменьшением расхода теплоносителя принимается коэффициент запаса до кризиса. Данный коэффициент является отношением допустимого (критического, рассчитанного по экспериментальным зависимостям) теплового потока к действительному (непосредственно снимаемому с поверхности) для максимально теплонапряженного твэла. с учетом неравномерностей тепловыделений по высоте активной зоны реактора. Надежность охлаждения твэла считается обеспеченной, если наименьшее значение этого отношения (коэффициент запаса до кризиса теплообмена) не менее 1,00, с учетом разброса экспериментальных данных.

В качестве исходных данных используются наилучшие начальные условия и наиболее консервативные нейтронно-физические и теплофизические характеристики активной зоны. Таких характеристик можно достичь:

- для топливной загрузки, использующей топливо максимально возможного обогащения на конец кампании;
- для такого отравления ксеноном, что пик тепловыделения находится вверху активной зоны;
- часть ТВС затеснена за счет дефектов в дистанционирующих решетках и изгиба кассет.

3.2.3.1. Заклинивание одного ГЦН

Заклинивание ротора ГЦН возможно в результате механического повреждения ГЦН из-за попадания посторонних предметов в проточную часть, поломки рабочего колеса или узла уплотнения ГЦН. При заклинивании насоса напор его уменьшается, что приводит к срабатыванию аварийной защиты реактора. Техническим проектом реакторной установки предусматривается срабатывание аварийной защиты при снижении напора до 0,2 МПа (2,5 кгс/см²) на ГЦН. В дальнейшем анализе консервативно принимается мгновенная остановка насоса.

Мгновенная остановка ГЦН какой-либо петли сокращает расход теплоносителя через реактор на 25 % от номинального значения общего расхода через реактор. Мощность реактора по достижению уставки на понижение перепада давления на ГЦН снижается до уровня остаточных тепловыделений через 5 сек. Несоответствие

начальной мощности реактора, превышающей проектную мощность для трех ГЦН и нового уменьшенного расхода теплоносителя, по мнению главного конструктора вызывает кризис теплообмена на поверхности максимально напряженных твэлов.

Анализ данного режима проводится при следующих условиях:

- три ГЦН работают нормально;
- алгоритм работы системы защиты и управления реактора осуществляется в соответствии с проектными уставками и блокировками. Эффективность аварийной защиты принимается с учетом застревания одиночного стержня с максимальной эффективностью;
- системы обеспечения первого и второго контуров (подпитка, работа сбросных устройств и т.д.) работают нормально. Отбор пара на турбогенератор происходит номинальным расходом.

Анализ режима заклинивания ГЦН проводится с использованием точечной кинетики. Активная зона представлена средним и максимально теплонапряженным каналами. Срабатывание аварийной защиты происходит через 1 секунду с момента заклинивания ГЦН. Задержка обусловлена временем формирования и прохождения сигнала в цепях аварийной защиты реактора.

Режим заклинивания ГЦН относится к аварийным режимам работы реакторной установки. В режимах заклинивания одного ГЦН из трех или двух работающих, увеличение температуры оболочки максимально теплонапряженного твэла не превысит роста температуры оболочки при заклинивании одного из четырех работающих ГЦН. Это обстоятельство обусловлено меньшей начальной мощностью реактора.

Кроме того, соотношение «мощность реактора / расход теплоносителя» (как до аварии, так и в ходе ее) уменьшается по мере уменьшения начального числа работающих насосов – ГЦН, что благоприятно с точки зрения запаса до кризиса в переходном режиме.

Анализ режима заклинивания одного ГЦН из четырех, проведенный главным конструктором, показывает, что в этой аварии возможен кризис теплообмена и увеличение температуры оболочки твэла до 600 °С. Анализ результатов расчета показывает, что тре-

бование по максимальному проектному пределу повреждения твэла выполняется.

Для данного режима можно сказать то же самое, что для режимов с изменением реактивности в предыдущем разделе. Вывод о достижении температуры 600 °С на поверхности оболочки твэла не вполне обоснован, так как в этом режиме не используется модель пространственной кинетики. При использовании пространственной кинетики в составе моделей физических процессов в ЯЭУ из-за уплощения нейтронных полей в области наиболее теплонапряженных каналов и твэлов температура оболочки достигает значений температур не выше 450 °С даже при самых консервативных приближениях и начальных данных. Кризис теплообмена в данной аварии возможен, но степень повреждения твэла на порядок меньше, чем утверждается в ТОБ для 3-го блока Калининской АЭС. На практических занятиях по изучению основных параметров безопасности внимательно исследуется данный режим на полномасштабном моделирующем комплексе, использующем модель пространственной кинетики с целью демонстрации консервативного подхода главного конструктора к анализу теплотехнической безопасности активной зоны в ЯЭУ с ВВЭР.

3.2.3.2. Обесточивание всех ГЦН

Полная потеря принудительной циркуляции теплоносителя относится к маловероятным ситуациям и происходит только в случае, когда все рабочие трансформаторы выйдут из строя и не произойдет подключения к резервным. По факту отключения всех ГЦН срабатывает аварийная защита реактора.

Расчет режима обесточивания четырех из четырех работающих ГЦН выполнен при следующих условиях:

- начальные параметры реакторной установки приняты с учетом отклонений от номинальных проектных значений;
- отбор пара в турбину осуществляется номинальным расходом;
- алгоритм работы системы управления и защиты реактора осуществляется в соответствии с проектными уставками и блокировками;

- аварийная защита реактора срабатывает через 2,3 сек после момента обесточивания ГЦН. Эффективность аварийной защиты принимается с учетом застревания одиночного стержня максимальной эффективности;
- коэффициенты неравномерности тепловыделений по активной зоне реактора принимаются максимальными;
- выбег ГЦН принят в соответствии с проектными характеристиками ГЦН с учетом снижения частоты в электросети до 49,0 Гц;
- при повышении давления по второму контуру БРУ-К обеспечивают снижение давления второго контура до нужного значения и поддержание его на этом уровне.

С точки зрения надежного охлаждения активной зоны, отключение четырех работающих ГЦН является определяющим режимом, поскольку в этом режиме имеет место максимальный начальный уровень мощности реактора и максимально уменьшающийся расход теплоносителя через активную зону.

При анализе учитываются консервативные значения возможных отклонений параметров и максимальные значения коэффициентов неравномерностей тепловыделений по объему активной зоны, которые имеют место во время эксплуатации реакторной установки.

Через 0,3 секунды с момента обесточивания всех ГЦН, что определяется задержкой на прохождение в электрических цепях, РОМ начинает снижать мощность реактора введением рабочей группы с проектной скоростью 2 см/с. Через 2,3 секунды с момента обесточивания происходит падение всех групп аварийной защиты. Параметры первого контура (мощность, давление и температура теплоносителя) снижаются. Давление второго контура уменьшается, вплоть до давления закрытия стопорных клапанов турбины, после чего поддержание давления второго контура обеспечивается работой БРУ-К.

Результаты анализа режима обесточивания всех ГЦН [34] показывают, что обеспечивается надежное охлаждение активной зоны реактора. Минимальное значение коэффициента запаса до кризиса теплообмена достигается на третьей секунде процесса и составляет 1,03, что больше допустимого значения.

3.2.3.3. Обесточивание АЭС

Обесточивание станции может произойти в результате потери внешних источников электроэнергии и отключения генератора энергоблока. Причиной данной аварии могут быть нарушения устойчивости энергосистемы, короткие замыкания во внешней сети или в электрооборудовании станции. Полное исчезновение переменного тока на станции приводит к отключению основных потребителей собственных нужд (ГЦН, питательных насосов, подпиточных насосов первого контура, системы регулирования давления компенсатора, системы сброса пара второго контура и других систем). В этом случае АЭС переходит на аварийное энергоснабжение от дизельных генераторов.

Потеря электропитания систем станции отключает турбогенератор, в результате чего закрываются стопорные клапаны, отключается нормальная подпитка парогенераторов, запрещается сброс пара через сбросные клапаны турбины БРУ-К. Аварийные питательные насосы через две минуты после обесточивания АЭС подключаются к дизельным генераторам и обеспечивают подачу питательной воды в парогенераторы. Давление в парогенераторах возрастает до уставки на срабатывание БРУ-А, имеющих надежное электропитание (аккумуляторные батареи), затем до уставки на срабатывание ПК ПГ, срабатывающие от давления среды.

Расчет обесточивания выполняется при следующих условиях:

- начальные параметры реакторной установки соответствуют номинальным значениям с учетом отклонений;
- все работающие ГЦН имеют выбег, обеспечивающий в течение некоторого времени охлаждение активной зоны реактора. После остановки ГЦН охлаждение активной зоны происходит за счет естественной циркуляции теплоносителя;
- алгоритм системы управления и защиты реактора протекает в соответствии с принятыми в проекте уставками и блокировками;
- аварийная защита срабатывает через 1,3 сек с момента обесточивания станции. Эффективность аварийной защиты принимается с учетом застревания одиночного стержня максимальной эффективности;

- вспомогательные питательные насосы подают воду из деаэраторов с температурой 164 °С.
- аварийные питательные насосы (АПН) подают воду из баков обессоленной воды;
- коэффициенты неравномерности тепловыделений по активной зоне принимаются максимальными.

Анализ результатов расчета показал, что в этом режиме вступают в действие предохранительные клапаны парогенераторов. Надежное охлаждение активной зоны реактора обеспечивается выбегом ГЦН и естественной циркуляцией теплоносителя. Срабатывание аварийной защиты реактора приводит к снижению параметров первого и второго контуров, в результате чего давление второго контура поддерживается постоянной работой БРУ-А, давление первого контура возрастает незначительно.

Условия охлаждения активной зоны реактора в режиме полного обесточивания АЭС будут не хуже, чем в режиме обесточивания всех ГЦН. В частности, минимальный запас до кризиса теплообмена значительно больше, чем в режиме обесточивания четырех ГЦН. Причиной этого является более раннее срабатывание аварийной защиты реактора в режиме обесточивания станции (1,3 сек) по сравнению с режимом отключения всех ГЦН (2,3 сек).

3.2.3.4. Анализ радиационных последствий

Из всех рассмотренных аварийных режимов данной группы можно выделить один, требующий пристального внимания. Это режим с заклиниванием одного ГЦН. Последствия этой аварии приводят к максимальному повреждению оболочки твэла, хотя и в проектных пределах. Принимается, что происходит разгерметизация 10 % твэлов (4400 твэлов). Для данного режима и указанной доли разгерметизации была рассчитана радиационная обстановка на АЭС и за её пределами.

Результаты расчета выброса радиоактивных веществ в вентиляционную трубу приводятся в табл. 3.12, а дозовые нагрузки на население приведены в табл. 3.13.

Анализ радиационной обстановки показывает, что максимальные дозовые нагрузки не превышают годового предела дозы для населения для нормального режима эксплуатации и составляют:

1,6 мБэр/год по внешнему облучению (на тело) – 8 % от годового предела дозы (20 мБэр/год);

1,3 мБэр за период аварии по внутреннему облучению (щитовидная железа), для критической группы населения (дети) – 2 % от годового предела дозы (60 мБэр/год).

Таблица 3.12

Расчетные показатели радиационной обстановки на территории АЭС после аварии с заклиниванием одного ГЦН на номинальной мощности

№ п/п	Радионуклид	Активность, выброшенная в вентиляционную трубу при аварии, Ки
1	Криптон-85	843,0
2	Криптон-85	1670,0
3	Криптон-87	43,6
4	Криптон-88	870,0
5	Криптон-89	2,3
6	Иод-131	0,0078
7	Иод-132	0,0076
8	Иод-133	0,027
9	Ксенон-133	22100,0
10	Иод-134	0,0065
11	Цезий-134	0,278
12	Иод-135	0,021
13	Ксенон-135	342,0
14	Цезий-137	0,174
15	Ксенон-138	17,1
16	Цезий-138	0,0375
17	Сумма	25900,0

Здесь приводятся дозовые нагрузки при повреждении твэла за счет окисления оболочки, глубина которой пропорциональна температуре наружной поверхности оболочки топлива. При увеличении глубины окисления оболочки повышается доля микротрещин и их размеры и тем самым увеличивается выход радиоактивных осколков из топлива.

В следующем разделе при рассмотрении принципов консервативности в расчетном обосновании безопасности будет показано,

что данная авария при выполнении всех консервативных положений, принимаемых для расчета, но при использовании трехмерной модели нейтронной кинетики в составе тепло-гидравлического кода, не приводит к таким последствиям, как утверждается в ТОБ для 3-го блока Калининской АЭС. Если для расчетного анализа использовать полномасштабный моделирующий комплекс с моделью пространственной нейтронной кинетики активной зоны, то результаты анализа покажут гораздо меньший масштаб последствий, чем по данным ТОБ.

Таблица 3.13

Расчетные показатели дозовых нагрузок на население после аварии на АЭС, связанной с заклиниванием одного ГЦН на номинальной мощности

Источник радиации и место поражения человека	Дозовые нагрузки при расчете аварии с заклиниванием одного ГЦН		Предел дозы для человека от газо-аerosольного выброса для нормального режима работы АЭС
	Расстояние от источника выброса, м		
	3000 (граница СЗЗ)	6500	
На тело: от облака выброса;	0,62 мбэр/год	0,87 мбэр/год	
от загрязненной поверхности в течение года после аварии	0,42 мбэр/год	0,73 мбэр/год	
Сумма	1,04 мбэр/год	1,60 мбэр/год	20 мбэр/год
На щитовидную железу (критическая группа населения) за счет ингаляции	1,10 мбэр	1,30 мбэр	60 мбэр

Что касается режимов с нарушениями условий охлаждения со стороны второго контура, то эти режимы рассматриваться в настоящем пособии не будут, так как они не являются критическими для основных защитных барьеров ЯЭУ. Изложение материалов по ава-

рийным режимам продолжится с описания режимов с нарушениями герметичности оборудования 2-го контура.

3.2.4. Режимы с разуплотнением второго контура

К наиболее опасным режимам с разуплотнением второго контура следует отнести разрыв паропровода в неотсекаемой части.

Режимы с разуплотнением второго контура характеризуются большой скоростью снижения давления, в зависимости от места разуплотнения. Наибольшая скорость снижения давления имеет место в режиме разрыва паропровода до отсечного клапана парогенератора.

3.2.4.1. Разрыв паропровода

В соответствии с положениями ОПБ-88/97 в проекте АЭС должны быть предусмотрены технические средства и организационные меры, обеспечивающие безопасность при любом из учитываемых проектом исходных событий, с наложением одного не зависящего от исходного отказа любого из элементов систем безопасности.

Когда происходит течь в каком-то оборудовании АЭС, то наличие и размер течи идентифицируют по косвенным признакам. Наиболее трудно идентифицировать течь малого размера, но сейчас речь идет о большой течи. Обычно идентификация происходит по темпу снижения давления в 1-м или во 2-м контурах при жестком контроле за температурой теплоносителя в 1-м контуре. После надежной идентификации течи одного из парогенераторов во 2-м контуре необходимо вывести данный ПГ из теплового баланса ЯЭУ, чтобы не сбрасывать большую долю тепла из активной зоны через аварийный ПГ в машинный зал.

В проекте ЯЭУ В-320 реализованы следующие сигналы, характеризующие течь 2-го контура, и соответствующие блокировки на работу оборудования:

1-я группа сигналов:

давление в паропроводе менее 4,9 МПа (50 кгс/см²);

разность температур насыщения воды 1-го и 2-го контуров /в паропроводе/ более 75 °С;

температура теплоносителя 1-го контура более 200 °С.

По совпадению этих сигналов 1-й группы идентифицируется течь из данного ПГ и происходит закрытие отсечного клапана на паропроводе этого ПГ.

2-я группа сигналов:

давление в паропроводе менее 4,4 МПа (45 кгс/см²);

разность температур насыщения 1-го и 2-го контуров (в паропроводе) более 75 °С;

температура теплоносителя 1-го контура более 200 °С.

По совпадению сигналов 2-й группы происходит отключение ГЦН соответствующей петли, закрытие клапанов на подаче в соответствующий парогенератор питательной и аварийной питательной воды.

3-я группа сигналов:

перепад давления на обратном клапане менее 0,195 МПа (2 кгс/см²);

давление в паропроводе менее 4,4 МПа (45 кгс/см²).

По совпадению сигналов 3-й группы сигналов происходит отключение ГЦН соответствующей петли, закрытие клапанов на подаче в соответствующий парогенератор питательной и аварийной питательной воды.

4-я группа сигналов:

выполнены условия любой из вышеуказанных групп сигналов для отключения соответствующего ГЦН;

ГЦН не отключается в течение 10 с – происходит отключение рабочего и резервного питания соответствующего ГЦН.

При совпадении сигналов 4-й группы происходит отключение рабочего и резервного питания соответствующего ГЦН.

5-я группа сигналов:

давление в паропроводе менее 4,9 МПа (50 кгс/см²);

разность температур насыщения 1-го и 2-го контуров (в паропроводе) более 75 °С.

По совпадению сигналов 5-й группы происходит отключение турбопитательных насосов.

Анализ блокировок на прекращение подачи питательной воды в аварийных парогенераторах показывает, что наличие одного отказа

может привести, в худшем случае, к прекращению подачи питательной воды в соответствующий парогенератор по основной линии подачи питательной воды через 60 с после момента подачи сигнала, либо к не отключению подачи питательной воды от АПН.

В связи с этим, в режиме разрыва паропровода проанализированы следующие варианты:

- разрыв паропровода без отсечения от течи с обесточиванием АЭС;
- разрыв паропровода с отключением ГЦН аварийной петли и прекращением подачи питательной воды в аварийный парогенератор.

Поскольку имеющиеся экспериментальные данные указывают на неполное перемешивание петлевых потоков теплоносителя в реакторе, в анализе рассмотрены два крайних случая: идеальное перемешивание и абсолютное неперемешивание теплоносителя в реакторе. В последнем случае для анализа изменения параметров «холодного» сектора и аварийной петли заданы идентичные возмущения по всем петлям.

Учет пространственных эффектов проведен при помощи стационарных нейтронно-физических программ расчета распределения энерговыделения в активной зоне. Полученные значения неравномерностей энерговыделений учтены при анализе температурного режима твэла увеличением коэффициента неравномерности по локальному тепловому потоку, который (коэффициент) в исходном состоянии перед аварией принят равным 2,65 ($1.9 \times 1.16 \times 1.18 \times 1.02$).

Основные исходные данные по нейтронно-физическим характеристикам активной зоны приняты для конца кампании стационарной топливной загрузки, когда коэффициент реактивности по температуре теплоносителя максимально отрицателен. Картограмма расположения органов СУЗ принимается для каждого пускаемого блока в соответствии с проектом. На рис. 3.4. показана картограмма ОР СУЗ для 3-го блока Южно-Украинской АЭС в секторе симметрии 60 °С.

В исходном состоянии в парогенераторе весовой и физический уровень выбраны, исходя из небольшого запаса воды в нем, и составляют, соответственно, 2,25 и 2,55 м при номинальной паровой производительности.

При разрыве паропровода физический уровень в аварийном парогенераторе за доли секунды возрастает более чем до 3,5 м. Это объясняется вскипанием котловой воды при резком сбросе давления в аварийном парогенераторе. Коэффициент истечения из разрыва определяется длиной и конфигурацией паропровода от ПГ до места разрыва, и для энергоблока В-320 эквивалентное значение этого коэффициента составляет не более 0,6. В данном расчете консервативно принято значение 0,7 с тем, чтобы увеличить расход истечения пара из ПГ и, следовательно, скорость и глубину расхолаживания теплоносителя первого контура.

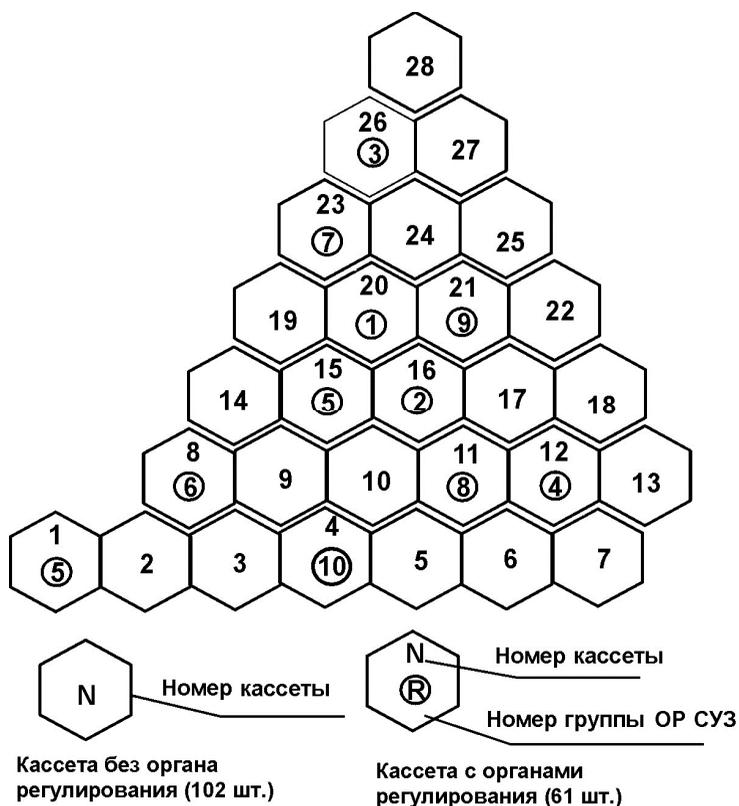


Рис. 3.4. Картограмма расположения органов СУЗ в секторе симметрии 60 °С активной зоны 3-го энергоблока Южно-Украинской АЭС

Закрытие стопорных клапанов турбины принято при давлении в паровом коллекторе 4,9 МПа (50 кгс/см²). Закрытие отсечных клапанов парогенераторов происходит по совпадению сигналов снижения давления в паропроводе ниже 4,9 МПа (50 кгс/см²) и разницы температур насыщения 1-го и 2-го контуров более 75 °С (за 10 с).

Срабатывание аварийной защиты принято по совпадению сигналов снижения давления в соответствующем паропроводе ниже 4,9 МПа (50 кгс/см²) и разницы температур насыщения 1-м и 2-м контуров более 75 °С с задержкой 0,3 с. В случае обесточивания АЭС, задержка на срабатывание аварийной защиты принята равной 2,3 с. Предполагается, что в «холодном» секторе активной зоны, примыкающем к аварийной петле ГЦК, застревает один самый ценный ОР СУЗ в крайнем верхнем положении.

Отключение подачи питательной воды в аварийный парогенератор в случае обесточивания АЭС принято через 10 сек. после момента обесточивания. Начало подачи воды от аварийных питательных насосов в парогенераторы с момента обесточивания принято консервативно на 40 с (по проекту 75–100 с) после начала обесточивания с температурой 5 °С.

Поскольку разрыв паропровода относится к аварийному режиму, в качестве критерия безопасности в данной аварийной ситуации принят максимальный проектный предел повреждения твэла [4], [36], при этом необходимо обеспечить:

температуру оболочек твэлов не более 1200 °С;

локальную глубину окисления оболочек твэлов не более 18 % от первоначальной толщины стенки;

долю прореагировавшего циркония не более 1 % его массы в активной зоне.

Перечень рассмотренных при проведении расчетного анализа вариантов приведен в табл. 3.14. Хронологическая последовательность событий в режиме разрыва паропровода с обесточиванием АЭС, в случае полного невмешательства оператора, приведена в табл. 3.15.

Принят консервативный подход и рассмотрен случай абсолютного не перемешивания теплоносителя в реакторе.

Таблица 3.14

Перечень рассмотренных вариантов в режиме разрыва паропровода

Название	Вариант 1 Разрыв паропровода без отсечения от сети	Вариант 2 Разрыв паропровода с отключением ГЦН аварийной петли
Уровень мощности реактора от номинального перед аварией, %	107	107
Число отключаемых ГЦН, шт.	4	1
Температура теплоносителя повторной критичности, °С	250	250
Температура питательной воды на входе в аварийный ПГ после открытия стопорных клапанов, °С	5	164
Подача питательной воды от АПН	Через 40 с	
Модель идеального перемешивания теплоносителя		Да
Модель абсолютного неперемешивания теплоносителя	Да	
Примечание	Условия для «холодного» сектора и аварийной петли	Отключение ГЦН аварийной петли происходит

Значения мощности в «холодном» секторе приняты при условии абсолютного неперемешивания теплоносителя, а значения перепада давления на активной зоне – для аналогичного режима с идеальным перемешиванием.

Кривая распределения энерговыделения по высоте активной зоны принята в момент достижения максимальной мощности ($t = 50$ с), а увеличение неравномерности энерговыделений консервативно учтено увеличением усредненной по высоте мощности твэла.

Таблица 3.15

Хронологическая последовательность событий

Момент времени, сек	Событие
0	Все системы РУ работают нормально, поддерживая параметры первого и второго контуров в допустимых пределах (с учетом возможных отклонений, принятых в запас расчета)
0,3	Происходит разрыв паропровода, в течение последующих 0,3 с (до момента времени $\tau = 0,6$ с) сечение течи линейно увеличивается до размера, соответствующего полному сечению разрыва паропровода. Разрыв принят между парогенератором и отсечным клапаном. В этот же момент времени наложено полное обесточивание АЭС, в связи с чем отключаются ГЦН, не работает подпитка первого контура, БРУ-К, впрыск в КД, и начинают отключаться турбопитательные насосы
2,6	Срабатывает аварийная защита (с учетом соответствующей задержки по сигналу отключения ГЦН и зависания одного самого ценного ОР СУЗ в «холодном» секторе зоны)
15	Срабатывают клапаны БРУ-А, давление в неаварийных парогенераторах снижается и поддерживается в соответствующих пределах
40	Включаются аварийные питательные насосы и насосы аварийного впрыска бора высокого давления, однако борный раствор в первый контур не поступает, так как давление первого контура выше значения, соответствующего напору высоконапорных насосов

Из рассмотрения результатов расчетного анализа следует, что срабатывание аварийной защиты не предотвращает повторного увеличения мощности вследствие повторной критичности. Так, в отсутствие перемешивания теплоносителя в реакторе, начиная с 20 с аварии, в «холодном» секторе активной зоны может иметь место неуправляемый рост тепловой мощности до значения, определяемого теплосъемом в аварийном парогенераторе. Максимальное значение мощности в «холодном» секторе активной зоны составля-

ет 43 % номинальной. Дальнейшее снижение мощности в «холодном» секторе активной зоны вызвано снижением снимаемого из первого контура теплового потока и ростом температуры теплоносителя на входе в «холодный» сектор.

Рассмотрение изменения параметров твэла показывает, что максимальная температура топлива не превышает 2000 °С, а температура оболочки 1020 °С. Локальная глубина окисления оболочек твэлов не превышает 1,2 % первоначальной толщины стенки. Кризис теплообмена отсутствует для твэлов с нагрузкой 0,8 максимальной.

Таким образом, с учетом неравномерностей энерговыделений между кассетами в «холодном» секторе активной зоны кризис теплообмена возможен в девяти кассетах. С учетом этого, масса прореагировавшего циркония составляет 1,7 кг, а максимальная доля прореагировавшего циркония не превышает $7,5 \times 10^{-3}$ % от полной массы циркония в активной зоне. Таким образом, максимальный проектный предел повреждения твэла [4] в этом случае не превышает.

Анализ изменения параметров в активной зоне при идеальном перемешивании теплоносителя в реакторе во 2-м варианте показывает, что в этом случае рост мощности в активной зоне отсутствует.

В проекте предусмотрены меры для предотвращения неблагоприятных последствий режима с разрывом паропровода в неотсекаемой части. Это: срабатывание аварийной защиты, отключение ГЦН петли с аварийным парогенератором, отключение подачи основной питательной воды в аварийный ПГ. Эти меры обеспечивают не превышение максимального проектного предела повреждения твэла.

Как видно из описанных выше вариантов протекания режима, при чрезвычайно консервативном подходе к моделированию данной аварии предсказывается кратковременный рост мощности реактора, который может трактоваться как несоответствие требованиям пункта 2.3.2.2 ПБЯ РУ АС-89. В связи с этим целесообразно предусматривать как дистанционное (оператором), так и автоматическое подключение систем подачи борного раствора в первый контур по сигналам течи из второго контура. На блоках с реакторной установкой В-320 такие системы имеются и способны подавать бор при параметрах РУ, характерных для рассматриваемой аварии.

Расчеты аварийных режимов разрыва паропроводов 2-го контура выполнены без учета работы системы подпитки 1-го контура. Однако при работе этой системы процесс проходит мягче, что улучшает условия охлаждения активной зоны реактора.

Для послеаварийного расхолаживания РУ необходимо ввести в первый контур не менее 30 т раствора борной кислоты концентрацией 40 г/кг. Расхолаживание 1-го контура проводить путем сброса пара из ПГ с таким расчетом, чтобы обеспечивалась подкритичность реактора не менее 1%, а расхолаживание КД должно производиться с таким расчетом, чтобы запас до вскипания теплоносителя 1-го контура обеспечивался в пределах 20–55 °С.

Расхолаживание КД может производиться впрыском от подпиточных насосов, а при их отказе, путем сброса пара из КД в барботер по линии планового замещения азотной подушки на паровую или по линии аварийного газового удаления.

По поводу результатов расчетов данной аварии, выполненных главным конструктором, можно сказать то же самое, что и по поводу заклинивания одного ГЦН. Отсутствие модели пространственной кинетики в моделях 1-го и 2-го контуров для расчетного обоснования безопасности ЯЭУ вынуждает главного конструктора разрывать естественные обратные связи в динамических процессах, что приводит к большому консерватизму полученных результатов расчета этих процессов. Если раньше, когда не было программных разработок, достойных доверия и не обладающих достаточной функциональностью, такой консерватизм был оправдан. Сейчас, когда есть много различных динамических программных комплексов, разработанных в АЭП, РНЦ «КИ», ОКБМ (Нижний Новгород), ВНИИАЭС, МИФИ, такие подходы главного конструктора (ОКБ «Гидропресс») становятся на взгляд многих специалистов атомной отрасли тормозом на пути дальнейшего совершенствования конструкции ЯЭУ с ВВЭР. Ниже будет показано на основе одного их перечисленных динамических программных комплексов, что последствия разобранных аварий по расчетам данного комплекса намного мягче их последствий, получаемых главным конструктором. Особенно важно обоснованное смягчение последствий таких аварий для разрешения повышения коэффициентов неравномерности локальной мощности в активной зоне для перехода на более прогрессивные схемы перегрузок топлива по принципу: IN-IN-IN-

OUT. Прецедент использования таких схем давно создан в мировой практике.

Аварийные режимы с непредусмотренным открытием сбросного клапана турбины: БРУ-К,- и с разрывом трубопровода питательной воды к парогенератору по всему поперечному сечению не будут рассматриваться здесь. Последствия данных аварий при чрезвычайно консервативном подходе к их моделированию не приводят к нарушениям в защитных барьерах безопасности. Надежное охлаждение активной зоны реактора обеспечивается в этих режимах [37, 38].

3.2.4.2. Описание режимов с разуплотнением первого контура

При разрыве трубопроводов большого диаметра ГЦТ из-за выброса в течь значительных масс теплоносителя происходит резкое снижение давления в первом контуре, обезвоживание активной зоны и, как следствие этого, ухудшение теплоотвода от активной зоны и резкий рост температуры оболочки твэла. Если не принять специальных мер, то может произойти расплавление активной зоны.

К режимам с разуплотнением первого контура следует отнести следующие аварии:

разрыв главного циркуляционного трубопровода полным сечением и трубопроводов первого контура диаметром $ДУ > 300$ мм;

не предусмотренное срабатывание предохранительного клапана компенсатора давления (паровая течь);

разрыв трубопроводов первого контура диаметром $ДУ \leq 109$ мм.

Разрыв ГЦТ и трубопроводов I контура $ДУ \geq 300$ мм

В качестве «больших» аварий с потерей теплоносителя первого контура рассмотрен спектр постулированных аварий с разрывом трубопроводов ГЦТ и трубопроводов меньших диаметров, в том числе:

- максимальная проектная авария – разрыв ГЦТ на входе в реактор;
- разрыв ГЦТ на выходе из реактора;
- разрыв соединительного трубопровода «КД – горячая нитка ГЦТ»;

- разрыв трубопровода сброса из КД;
- разрыв соединительного трубопровода «емкость САОЗ – напорная камера реактора»;
- разрыв соединительного трубопровода «емкость САОЗ – сборная камера реактора».

Расчетный анализ охлаждения активной зоны в «больших» авариях с потерей теплоносителя первого контура проводится с целью проверки непревышения максимального проектного предела повреждения твэла в соответствии с ПБЯ РУ АС-89 [4]:

- температура оболочки твэла не более 1200 °С;
- локальная глубина окисления оболочки не должна превышать 18 %;
- доля прореагировавшего циркония не более 1 % его массы в активной зоне.

При анализе аварий учитывались следующие отказы оборудования:

- отключение внешнего электропитания (обесточивание) в момент возникновения аварии;
- застревание в крайнем верхнем положении одного наиболее эффективного органа регулирования;
- совпадение начала аварии разрыва трубопровода первого контура с единичным отказом активного элемента системы САОЗ (одного из насосов аварийного расхолаживания низкого и одного из насосов аварийного расхолаживания высокого давления) по причине, например, не запуска одного дизельного генератора;
- отказ одного пассивного элемента – емкости САОЗ.

Кроме перечисленных отказов в расчете учитывалась неэффективная работа одной емкости САОЗ и одного низконапорного насоса по причине уноса в течь подаваемой от этих систем борированной воды.

В аварии разрыва ГЦТ консервативно не учитывалась работа высоконапорных насосов аварийного расхолаживания, поскольку их производительность незначительна по сравнению с расходами выбрасываемого в течь теплоносителя.

При выполнении расчетного анализа аварии с разрывом трубопроводов первого контура приняты следующие блокировки и

уставки на срабатывание основного оборудования, приведенные в табл. 3.16.

Таблица 3.16

Перечень защит и блокировок, принятых в расчетах

Условия срабатывания защиты и блокировки	Численное значение	Вид защиты и блокировки
Давление теплоносителя над активной зоной (при температуре в горячих петлях более 260 °С), МПа (кгс/см ²)	Менее 14,5 (148)	А3 (с задержкой на срабатывание – 0,3 с)
Полное обесточивание, сек	2,0	А3 (с задержкой на срабатывание – 2,3 с)
Повышение давления в паровом коллекторе ПГ, МПа (кгс/см ²)	До 7,65(78)	Открывается БРУ-А
Снижение давления в паровом коллекторе ПГ, МПа	До 6,076	Закрывается БРУ-А
Разность температур между температурой насыщения взятой как функция давления над активной зоной и температурой теплоносителя в любой из горячих ниток, °С	Менее 10	Запуск высоконапорных и низконапорных насосов аварийного расхолаживания
Снижение давления в напорной и сборной камерах реактора, МПа	До 5,88	Начало поступления воды из гидроемкостей САОЗ
Снижение уровня в емкостях САОЗ, м	До 1,2	Сигнал на закрытие отсечных задвижек на линиях баков САОЗ

Расчет начальной стадии аварии разрыва трубопроводов первого контура проведен по многоэлементной модели ТЕЧЬ-М-4, описание которой приведено в [37]. Расчетная схема представлена на рис. 3.5. Расчетная схема включает следующие основные элементы: реактор, циркуляционные петли, компенсатор давления и САОЗ.

Для описания реактора выделены три элемента: активная зона, напорная и сборная камеры. Зона представлена тремя параллельными каналами, один из которых – необогреваемый, два других

моделируют обогреваемую часть активной зоны. Один из обогреваемых каналов имеет тепловыделение, среднее по активной зоне, второй канал – максимальное тепловыделение. Каналы зоны по высоте разделены на 12 участков, 10 из которых моделируют обогреваемую часть, а остальные – вход и выход из активной зоны.

Для описания первого контура выделено две петли, одна из которых описывает аварийную петлю с течью, другая (эквивалентная работоспособная петля) – работоспособные петли. Каждая циркуляционная петля состоит из горячей нитки, парогенератора, холодной нитки и ГЦН. ПГ описывается семью элементарными объемами, пять из которых – трубчатка, остальные – входной и выходной коллекторы ПГ. Напорная и сборная камеры реактора разделены на семь и три элементарных объема, соответственно, компенсатор давления и соединительный трубопровод – на четыре элементарных объема. При выполнении анализа первой стадии аварии разрыва ГЦТ по программе ТЕЧЬ-М-4, наряду с допущениями, обусловленными расчетной моделью, сделаны следующие допущения и предположения:

- рассматривается поперечный разрыв трубопровода главного циркуляционного контура с двухсторонним истечением теплоносителя из первого контура;
- по сигналу полного обесточивания происходит закрытие стопорных клапанов турбогенератора;
- деформации оболочек твэлов на начальной стадии аварии не происходит;
- коэффициенты гидравлического сопротивления в элементах первого контура рассчитываются по зависимостям для гомогенной смеси;
- давление газов под оболочкой твэлов постоянно и не зависит от температуры газа и деформации оболочек твэлов;
- проводимость газового зазора «топливо-оболочка» принята постоянной в процессе аварии и зависит только от начальной линейной нагрузки на данном расчетном участке твэла.

Расчет второй стадии аварии – стадии повторного залива активной зоны проведен по программе ЗАЛИВ [38]. Расчетная схема представлена на рис. 3.6. Расчетная схема включает модель реактора, в которой выделены напорная и сборная камеры и активная зо-

на, и модель циркуляционных петель. Напорная камера представлена тремя элементами: опускной участок и подзонный объем, состоящий из двух частей. Сборная камера представлена одним элементом.

В активной зоне выделено два канала (не связанных между собой перетечками теплоносителя): канал с максимальным уровнем энерговыделения и канал, моделирующий работу активной зоны в среднем. По высоте каналы разбиты на 10 участков, которые описывают обогреваемую часть твэла. Для описания работы первого контура выделено две петли, одна из которых представляет аварийную петлю с «течью», другая – работоспособные петли ГЦТ. Циркуляционные петли моделируются эквивалентными гидравлическими сопротивлениями с учетом нивелирного напора водяных пробок, которые могут образоваться в «холодных» нитках циркуляционных петель.

При выполнении анализа второй стадии аварии разрыва ГЦТ – по программе ЗАЛИВ – наряду с допущениями, обусловленными расчетной моделью, приняты следующие допущения и предположения:

- исключается выброс газа из емкостей САОЗ после их опорожнения закрытием двух быстродействующих задвижек на линии;
- выброс газа из емкости САОЗ в 1-й контур происходит при совпадении момента обесточивания АЭС с началом закрытия быстродействующей задвижки на соединительных трубопроводах САОЗ;
- не учитывается конденсация пара на струях охлаждающей воды в сборной камере;
- не учитывается прогрев охлаждающей воды, подаваемой в сборную камеру при опускном движении ее через активную зону;
- не учитывается выход растворенного в воде газа;
- процесс расширения газа в емкостях САОЗ принят адиабатным;
- унос воды из камер реактора восходящим потоком пара не учитывается, так как соотношение скоростей пара и воды исключает этот унос;

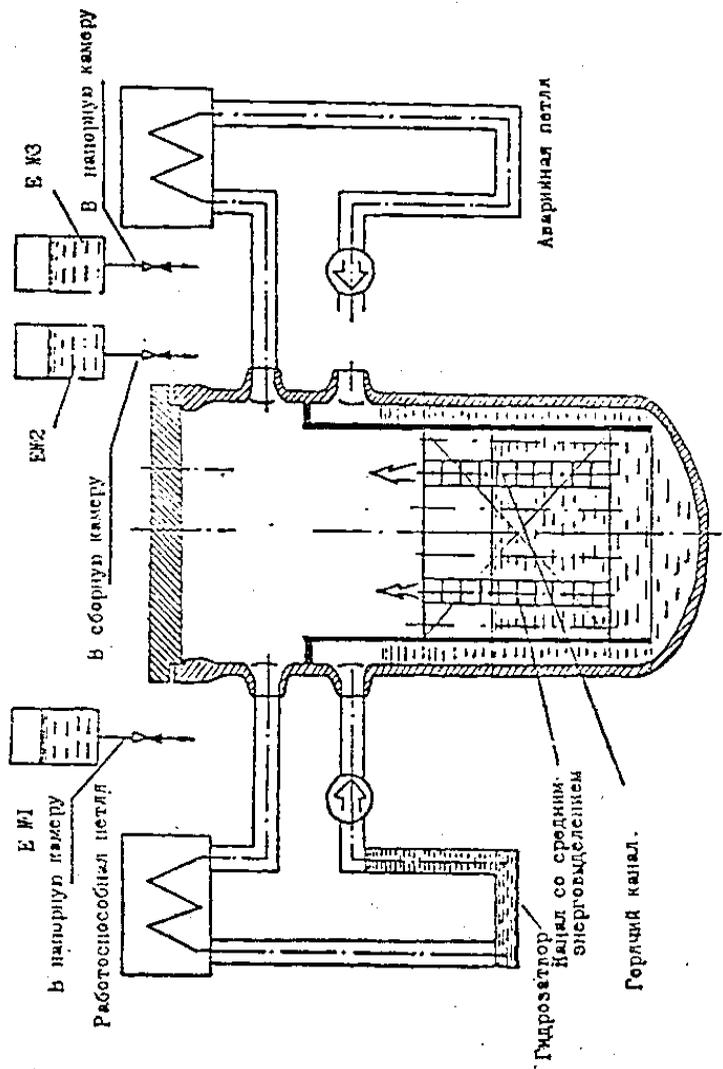


Рис.3.6. Расчетная схема 2-й стадии максимально-проектной аварии (МППа) с повторным заливом

- наличие водяных пробок в петлях ГЦТ учитывается увеличением гидравлического сопротивления петли за счет барботажа пара через водяной столб пробки;
- давление под защитной оболочкой в течение всего аварийного процесса имеет минимальное значение 0,098 МПа (1 кгс/см²);
- учтен теплообмен воды, находящейся в напорной камере, с металлом корпуса реактора, наплавка из нержавеющей стали учитывается как основной металл (наплавка имеет меньшее значение коэффициента теплопроводности по сравнению с теплопроводностью основного металла);
- принята равномерная блокировка проходного сечения в наиболее теплонапряженном канале активной зоны по теплоносителю, затеснение сечения составляет 75 % на длине 75 мм.

Расчетный анализ показывает, что при начале закрытия быстродействующей задвижки через 20 сек после обесточивания и времени закрытия арматуры 10 сек происходит дополнительное повышение максимальной температуры оболочек твэлов на 70 °С по сравнению с вариантом без попадания газа в реактор.

При принятом алгоритме пуска систем безопасности и выполнении проектных ограничений по линейной мощности твэла в «горячей» точке наиболее теплонапряженного канала нарушения второго проектного предела не происходит [40].

В расчетах аварийных режимов с введением в функционирование активной части САОЗ задержка в подаче воды принимается, как правило, 40 сек с момента достижения параметрами уставок аварийных сигналов.

Минимальная скорость ввода отрицательной реактивности за счет работы активной части САОЗ для трехгодичной первой топливной загрузки составляет $5 \cdot 10^{-4} \Delta K/K(\text{o.e.})$.

Минимальная скорость ввода отрицательной реактивности за счет работы активной части САОЗ для трехгодичной стационарной топливной загрузки составляет $5 \cdot 10^{-4} \Delta K/K(\text{o.e.})$.

Минимальная скорость ввода отрицательной реактивности за счет работы активной части САОЗ для двухгодичной первой топливной загрузки составляет $10^{-3} \Delta K/K(\text{o.e.})$.

Минимальная скорость ввода отрицательной реактивности за счет работы активной части САОЗ для двухгодичной стационарной топливной загрузки составляет $5 \cdot 10^{-4}$ $\Delta K/K$ (о.е.).

При переходе к расчету стадии повторного залива активной зоны по программе ЗАЛИВ в качестве граничных условий используются следующие параметры топлива и теплоносителя, определяемые по программе ГЕЧЬ-М-4 на конец начальной стадии аварии:

- давление в напорной и сборной камерах реактора;
- мощность реактора (остаточные тепловыделения);
- остаток воды в реакторе;
- температура оставшейся в реакторе воды;
- тепловое состояние активной зоны (распределение температуры топлива и оболочек твэлов по высоте активной зоны);
- давление газа и остаток воды в емкостях САОЗ;
- расходы воды из емкостей САОЗ.

Расчетный анализ аварии разрыва трубопроводов первого контура больших диаметров проводится с использованием исходных данных для твэлов соответствующего энергоблока. Расчет выполняется при исходном значении мощности реактора, равной номинальному значению плюс увеличение за счет погрешности и допусков системы контроля и управления $N = 3210$ МВт. Максимальное значение линейной мощности реактора в «горячей» точке наиболее теплонапряженного канала составляет 448 Вт/см.

Значения проводимости зазора «топливо – оболочка» в твэле в расчетах приняты для среднего в пределах поля допусков на топливо и оболочку зазора (0,215 мм) без учета погрешности определения проводимости, но с учетом уменьшения ее на 8 % за счет доспекания топлива.

Из расчетного анализа влияния разных факторов на условия охлаждения активной зоны и из всех аварийных режимов с потерей герметичности 1-го контура наиболее тяжелым режимом, с точки зрения охлаждения активной зоны, является разрыв ГЦТ на входе в реактор с коэффициентом расхода $\mu = 0,8$ из обоих концов разорвавшегося трубопровода при симметричном профиле энергоснабжения по высоте активной зоны.

Вследствие разрыва начинается истечение теплоносителя из обоих концов трубопровода. Начальный расход течи из «холодно-

го» патрубка (короткий конец) составляет 25000 кг/с, а из длинного конца трубы – 17000 кг/с. В дальнейшем расход течи уменьшается вследствие падения давления в первом контуре.

В соответствии с исходными положениями одновременно с разрывом трубопровода происходит обесточивание АЭС и закрытие стопорных клапанов турбин; начинается механический выбег ГЦН. Вследствие резкого падения давления и уменьшения расхода теплоносителя в активной зоне наступает кризис теплообмена и начинается рост температуры оболочек твэлов.

Максимальное значение температуры оболочки в «горячей» точке наиболее теплонапряженного твэла достигается на 6-й секунде и составляет 1078 °С; далее в связи с некоторым увеличением расхода теплоносителя через активную зону температура оболочки снижается.

Изменение температуры оболочки в наиболее теплонапряженном канале на стадии повторного залива с учетом образования гидрозатворов в работоспособных петлях приводит к повышению температуры оболочки в «горячей» точке до 1010 °С с последующим ее снижением до значения, равного температуре теплоносителя (120 °С), по мере продвижения фронта охлаждающей воды по высоте активной зоны, подаваемой от системы САОЗ.

Поступление воды из емкостей САОЗ начинается на 8-й секунде с начала аварии и заканчивается на 60-й секунде. До 14-й секунды возможен унос в течь воды от одной емкости, подключенной к напорной камере, врезка от которой находится рядом с патрубком разорвавшегося трубопровода. На стадии повторного залива учтена подача от трех емкостей. Подача воды от низконапорного насоса аварийного расхолаживания начинается на 40-й секунде с начала аварии.

При температуре оболочки твэла выше 700 °С начинается циркониевая реакция. Подробные данные по объему повреждения твэла в аварии разрыва ГЦТ представлены в [38]. Максимальная толщина прореагировавшего слоя циркония составляет 15,5 % первоначальной толщины оболочки; доля прореагировавшего циркония составляет 0,7 % его массы в активной зоне.

Таким образом, при аварии «разрыв ГЦТ» обеспечивается выполнение максимального проектного предела повреждения твэла даже при наличии гидрозатворов в соответствии с [40].

Последовательность основных событий для рассмотренных «больших» аварий с потерей теплоносителя приведена в табл. 3.17.

Таблица 3.17

Последовательность событий при разрыве трубопроводов первого контура

Событие	Время с начала аварии, сек				
	Разрыв ГЦТ	Разрывы трубопроводов первого контура меньших диаметров			
		КД-ГЦТ	КД	САОЗ-СКР	САОЗ-НКТ
Разрыв трубопровода первого контура	0	0	0	0	0
Полное обесточивание АЭС	0	0	0	0	0
Срабатывание стопорных клапанов турбины	0	0	0	0	0
Низкое давление в первом контуре (сигнал в систему АЗ)	0,02	0,034	1,67	0,058	0,058
Начало движения органов АЗ	0,32	0,334	1,97	0,358	0,358
Достижение максимальной температуры оболочки	6,0	3,5	0,0	0,0	3,0
Максимальное значение температуры, °С	1078	770	350	350	660
Срабатывание емкостей САОЗ	8,0	12,5	30	98	60
Подача воды низконапорными насосами САОЗ	40	40	360	120	120
Подача воды высоконапорными насосами САОЗ	Не учитывается	40	85	40	40
Открытие БРУ-А	Не срабатывает	5,2	6,0	10	10
Отключение емкостей САОЗ по снижению уровня в них до 1,2 м	60				

Анализ сравнения расчетных и действительных исходных данных показал:

- в расчете принималась задержка на срабатывание АЗ – 2,3 с;
- расчетное значение уставки открытия БРУ-А – 7,6 МПа (78 кгс/см²), реальное значение – 7,1 МПа (73 кгс/см²);
- начальная расчетная мощность реактора 3210 МВт, реальная максимальная мощность – 3120 МВт;
- в расчетах режимов разрывов трубопроводов диаметра ДУ-850 с обесточиванием принималось, что запуск низконапорных и высоконапорных насосов активной части САОЗ происходит по уставке $\Delta t_s = 10$ °С, в действительности запуск насосов происходит автоматически при обесточивании АЭС (раньше, чем по сигналу Δt_s);
- расчетные значения производительности низконапорных насосов меньше действительных значений, полученных на этапе ПНР: в расчете – 750 м³/ч.

Таким образом, в действительности режим разрыва трубопровода контура, включая ДУ-850, будет проходить с менее серьёзными последствиями, чем тот же режим, моделируемый для расчетного обоснования технической безопасности ЯЭУ. Главным итогом расчетных исследований аварийных режимов с течью в 1-м контуре является гарантированное непревышение максимального проектного предела повреждения твэла.

Однако необходимо отметить, что при компенсируемых течах в 1-м контуре может возникнуть более опасная ситуация, чем в результате МПА. Так например, при паровой течи из КД и частичном кипении теплоносителя в активной зоне может образоваться под крышкой паровой пузырь, который может достичь уровня патрубков на входе и выходе из реактора. При образовании гидрозатворов в петлях ГЦК паровой пузырь запирает теплоноситель в реакторе при отключении всех ГЦН, и он перестает циркулировать через ПГ. Вся энергия остаточных энерговыделений уходит в повышение давления и температуры пара. Это может произойти в том случае, если давление под крышкой становится выше напорного давления аварийных насосов САОЗ. Данную ситуацию можно разрешить благополучно, если ручным образом сбросить давление в КД (за

счет впрыска холодной воды из системы подпитки 1-го контура, за счет искусственного открытия дополнительного ИПУ на линиях с барботёром и т.д.). Автоматически раньше эту ситуацию разрешить не удавалось (так и произошло на американской АЭС «Three Miles»). На практических занятиях на полномасштабном программном комплексе МФА ЯЭУ с ВВЭР-1000 подробно будет разобрана подобная авария и показано, как может возникнуть описанная выше опасная ситуация.

На этих же занятиях будет продемонстрировано моделирование МПА с разрывом ДУ-850 и показано, что последствия МПА при самых консервативных приближения и допущениях в моделях комплекса и начальных данных могут приводить к достижению только первого проектного предела повреждения твэла. Данный предел определяется повреждением оболочки за счет реакции окисления циркония. Об этом пределе можно судить по температуре на поверхности оболочки, не превышающей значения 700 °С.

3.3. Принцип «консервативности», принятый в расчетном обосновании безопасности

Из рассмотрения результатов расчетного обоснования безопасности ЯЭУ, приведенных в предыдущем разделе, становится ясен факт, как велик запас «прочности» в конструкции ЯЭУ с ВВЭР-1000 и насколько хорошо защищены основные барьеры безопасности проектными решениями по системам нормальной эксплуатации и системам, обеспечивающим безопасность оборудования. Такие выводы можно сформулировать на основе чрезвычайной консервативности положений, принятых для анализа безопасности. Ранее было уже дано определение понятию консервативных положений в расчётном анализе или лучше сказать понятию принципа консервативности в расчетном анализе безопасности ЯЭУ. Еще раз повторим это определение. *Понятие принципа консервативности* в расчетах основано на следующих положениях:

1. Формирование стационарного состояния ЯЭУ, являющегося начальным условием для исследуемого динамического режима, в котором устанавливаются интегральные параметры ЯЭУ и полевые распределения локальной мощности в активной зоне, которые при-

водили бы к наиболее тяжелым последствиям аварии на состояние основных защитных барьеров ЯЭУ.

2. Для проведения расчета исследуемого динамического режима создаются такие приближения и допущения в моделях процессов, которые ни при каких обстоятельствах на практике при протекании исследуемой аварии не могут возникнуть и которые приводят к наиболее тяжелым последствиям аварии на состояние основных защитных барьеров.

3. При проведении расчета аварии учитываются погрешности расчета основных параметров, влияющих на протекание аварийного процесса, таким образом, чтобы они тоже приводили бы к утяжелению последствий аварии.

Проиллюстрируем данное выше определение на конкретных примерах. Начнем с первого положения в определении консервативности.

Практически для всех аварий начальное состояние установки рассматривается при номинальной мощности, увеличенной на 7 %. Почему на 7 %? Разрешенная мощность, на которой может работать ЯЭУ, равна 100 %. Для надежной оценки максимального отклонения от заданного значения рассматривают отклонение, равное утроенной погрешности рассматриваемой величины (три дисперсии). Данное отклонение берётся со знаком плюс и значение мощности увеличивается до 106 %. В этом случае можно увеличить эту величину ещё на 1 % и получить мощность ЯЭУ на границе срабатывания АЗ. Увеличение мощности ЯЭУ увеличивает начальное теплосодержание не только твэла, но и всей конструкции активной зоны и ВКУ реактора. При увеличении начального теплосодержания активной зоны в аварийных режимах, в которых происходит кризис теплоотдачи и температура оболочки твэла превышает 1-й проектный предел безопасности, степень повреждения оболочки твэла заметно увеличивается.

Другим примером может служить формирование начального распределения локальной мощности по объёму активной зоны. Самое неблагоприятное с точки зрения возникновения кризиса теплоотдачи на поверхности оболочки твэла является распределение локальной мощности с максимальным пиком в верхней части активной зоны. Причем значение пика локальной мощности принимается равным линейному тепловому потоку в соответствии в зависи-

мостью предельных нагрузок от высоты активной зоны, приведенной на рис. 3.2.

Данные приближения для стационарного состояния, являющегося начальным условием для произвольного динамического режима, могут считаться универсальными при рассмотрении всех аварийных режимов в ЯЭУ с ВВЭР, приводящих к кризису теплоотдачи и повреждению оболочки твэла.

Обратимся к иллюстрации *второго положения в определении консервативности*.

Для многих аварийных режимов критичным становится степень перемешивания в нижней камере смешения реактора. Модели физических процессов какие бы они ни были точными не могут определить истинную степень перемешивания теплоносителя на входе в активную зону. Конечно, можно настроить степень перемешивания в модели по экспериментальным данным, но такой подход не пригоден для проектных решений. Поэтому обычно рассматривают два крайних случая перемешивания: отсутствие перемешивания и идеальное перемешивание теплоносителя. Если по одной из петель ГЦК по какой-то причине пойдет холодная вода, то в случае отсутствия перемешивания в активной зоне появится холодный сектор, в котором при единичном отказе ОР СУЗ при их падении в активную зону может образоваться локальная критическая масса и возникнуть повторная критичность. Отсутствие перемешивания является основным консервативным положением для анализа последствий многих аварий.

Другим примером может служить замораживание трехмерного распределения локальной мощности в активной зоне, взятого в начальный момент аварийного режима, как самого неблагоприятного для данной аварии. Расчет динамического режима происходит при неизменном профиле энерговыделения в активной зоне. Это положение назовем сверхконсервативным, так как оно не может реализоваться на практике ни при каких условиях. Ниже покажем, что это положение, принятое главным конструктором для расчетного анализа безопасности, является чрезмерным и иногда становится причиной неэффективных технических решений при модернизации реакторного оборудования ЯЭУ с ВВЭР.

И наконец, приведем примеры для иллюстрации *третьего положения в определении консервативности*.

Все расчетные величины обладают определенной погрешностью. Рассмотрим некоторые параметры, влияющие на состояние защитных барьеров в активной зоне. Одним из таких параметров является эффективность аварийной защиты, т.е. «вес» по реактивности всех ОР СУЗ при их введении в активную зону и эффективности отдельных ОР СУЗ. Погрешность расчета эффективности всех ОР СУЗ по штатным проектным программам и программам сопровождения составляет 10 %. Для одного ОР СУЗ – 15 %. Для надежной оценки эффективности аварийной защиты берётся расчетное значение эффективности минус утроенная погрешность расчета. Обычно рассчитывается эффективность ОР СУЗ для пусковой загрузки в начале кампании в холодном состоянии активной зоны. Для всех остальных загрузок, моментов кампании и состояний активной зоны эффективность ОР СУЗ становится больше, чем для холодного состояния на начало кампании. Что касается «веса» отдельного ОР СУЗ, то здесь ситуация сложнее и не так однозначна как для всех ОР СУЗ. Для расчетной оценки максимального «веса» ОР СУЗ рассматривают область активной зоны с максимальный нейтронным потоком за весь период от пусковой загрузки до перехода на стационарный режим перегрузок. В этой области активной зоны и рассчитывают максимальную эффективность отдельного органа СУЗ. Для примера, в табл. 3.18. приведены расчетные и измеренные эффективности ОР СУЗ для 1-й и 2-й топливных загрузок 3-го блока Калининской АЭС.

Таблица 3.18

Эффективность аварийной защиты реактора, эффективность «застраившего» ОР СУЗ (13-36) и полная эффективность АЗ

Параметр	Значение				
	Измерения	Расчет			
		АЭС	Для расчета аварии	БИПР-7А Статика	П/к ПРОСТОР
Динамика	Статика				
$\Delta\rho_{аз}$, %	4.52±0.22	2.71–2.97	5.62	4.65	6.13
$\Delta\rho_{оп}$, %	1.92±0.19	2.36–2.58	1.63	1.80	1.78
$\Delta\rho_{аз\Sigma}$, %	6.44±0.32	5.07–5.55	7.25	6.45	7.93

Примечание. $\Delta\rho_{аз}$ – эффективность аварийной защиты реактора (с учётом застревания в крайнем верхнем положении одного наиболее эффективного органа регулирования СУЗ); $\Delta\rho_{аз\Sigma}$ – полная эффективность аварийной защиты реактора; $\Delta\rho_{оп}$ – эффективность органа регулирования.

Из табл. 3.18. видно, что расчетное значение эффективности ОР СУЗ на МКУ минимально для 1-й загрузки и составляет 7.25 % по штатной программе БИПР-7А и 7.93 % по п/к ПРОСТОР, поставленном в ЯФЛ Калининской АЭС в качестве дополнительного инструментального средства для повышения надежности расчетного сопровождения эксплуатации. «Вес» одного самого ценного ОР СУЗ составляет 1.63 % по штатной программе и 1.78 % по п/к ПРОСТОР. Если уменьшить расчетное значение эффективности всех ОР СУЗ на удвоенную погрешность, то получатся, соответственно, величины, равные по модулю 5.07 и 5.55 %. Эти значения по абсолютной величине меньше измеренного значения. Что касается «веса» отдельного самого ценного ОР СУЗ, то этот «вес» принимается равным, соответственно, 2.36 и 2.58%. Если вычислить «вес» аварийной защиты без одного ОР СУЗ с поправкой на погрешность, то получится значение, равное, соответственно, 2.64 и 2.84 %.

Таким образом, эффективность аварийной защиты для анализа аварийных режимов с зависанием одного ОР СУЗ принимается равной чуть ли не в 2–3 раза меньше реальной величины.

Другим примером для иллюстрации третьего положения консервативности может послужить коррекция коэффициента реактивности по температуре теплоносителя. Для аварий с захолаживанием сектора активной зоны нужно выбрать топливную загрузку и момент кампании с максимальным коэффициентом реактивности. Но поскольку коэффициент реактивности или соответствующие нейтронные сечения обладают погрешностью в их определении, то величину коэффициента нужно увеличить по абсолютной величине на утроенную погрешность. Для штатных программ расчета погрешность расчета коэффициента реактивности по температуре на мощности составляет 10 %. Пусть коэффициент реактивности равен -7×10^{-4} , тогда для расчетных исследований принимается величина, равная -9.1×10^{-4} . Если используется модель пространственной кинетики, то происходит коррекция зависимости нейтронных сечений поглощения в тепловой области энергий от плотности теплоносителя.

Если внимательно рассмотреть основные положения консервативности в расчётном анализе безопасности, о которых шла речь в предыдущем разделе, то можно выделить *главное положение*. Это

фиксация пространственного распределения энерговыделений в активной зоне, которое является наиболее неблагоприятным с точки зрения достижения кризиса теплоотдачи, и использование модели точечной кинетики с фиксированными значениями коэффициентов реактивности. Значения коэффициентов реактивности изменяются таким образом, чтобы приблизить наступление кризиса теплоотдачи при моделировании того или иного аварийного процесса. Только в последнее время коэффициенты реактивности в модели точечной кинетики не фиксируются, а рассматривается их зависимость от плотности теплоносителя. Однако эти коэффициенты не зависят от типа рассматриваемой загрузки и объёмного распределения локальной мощности. Данные положения долгое время являлись оправданными, но сейчас, когда во многих организациях разработаны и успешно используются полномасштабные моделирующие комплексы с трехмерной пространственной кинетикой (ВНИИАЭС, РНЦ «КИ», ФЭИ, Московский АЭП, МИФИ и т.д.), данный консерватизм становится чрезмерным и тормозит дальнейшую модернизацию ЯЭУ. Ниже будет показано, как при сохранении всех консервативных положений за исключением использования точечной кинетики, в рамках единой модели ЯЭУ можно проводить расчетный анализ безопасности.

С целью расчетного анализа теплотехнической безопасности активной зоны в различных режимах с нарушением нормальных условий эксплуатации и аварийных ситуациях при использовании полномасштабных моделирующих комплексов, включающих в свой состав пространственную кинетику, необходимы определенные гарантии относительно полученных численных результатов моделирования данных режимов. Такие гарантии обеспечиваются вышеуказанными консервативными положениями, которые должны обеспечивать достижение предельно возможных значений основных параметров безопасности активной зоны в рассматриваемом режиме. Еще раз напомним основные параметры безопасности:

- максимально возможная линейная тепловая нагрузка на твэл;
- минимально возможный коэффициент запаса до кризиса теплообмена на поверхности твэла;
- максимально возможная температура на наружной поверхности оболочки твэла;

- максимально возможная температура топлива в твэле.

Создание консервативных условий моделирования произвольного режима, приводящего к достижению предельных значений основных параметров безопасности, обеспечивается, помимо всего прочего, с помощью математической модели «горячего канала» в активной зоне, используемой во всех современных динамических кодах, предназначенных для расчетного обоснования безопасности АЭС с реакторами различного типа. Модель «горячего канала» в активной зоне обеспечивает динамический расчет предельно возможных значений основных параметров безопасности, определяющих различные уровни безопасной эксплуатации активной зоны в различных режимах в консервативных приближениях. Расчет проводится для каждой ТВС аналогично основному расчету теплогидравлических характеристик активной зоны.

Суть модели «горячего канала» в следующем. Для дополнительного расчета теплогидравлических и теплофизических характеристик каждой ТВС используется распределение неравномерности локальной мощности в ней, полученное из системы ХОРТИЦА [41] (данная система входит в состав СВРК) или из модели активной зоны в составе полномасштабного моделирующего комплекса. Объёмные коэффициенты неравномерности локальной мощности K_V умножаются на максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности по твэлу K_{kk} в данной сборке и в данном высотном сечении активной зоны. Эти коэффициенты K_{kk} рассчитываются для твэлов внутри ТВС, для твэлов на периферии ТВС и для ТВЭГ по программе ПЕРМАК [42], являющейся штатным средством для проведения проектных и эксплуатационных расчетов на АЭС. В случае расчетного анализа аварии все внимание, в первую очередь, сфокусировано на сохранение целостности оболочки топлива. Поэтому важно знать максимальную температуру на поверхности оболочки твэла и сколько твэлов имеют такую температуру. Для этого нужно знать максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности по всем твэлам в ТВС K_{kk} . Коэффициенты K_{kk} можно получить и из других программ расчета или использовать как внешние данные, которые не меняются во время динамического режима, но используются с небольшим завышением по сравнению реальными коэффициентами K_{kk} .

Практика расчетов ВВЭР-1000 показывает, что данное завышение может быть определено коэффициентом, не превышающим 1.1. В случае использования коэффициентами K_{kk} , рассчитанных только для стационарного состояния при рабочем положении ОР СУЗ на номинальной мощности перед аварией, их коррекция происходит в трехмерной динамической модели при изменении мощности и положения ОР СУЗ за счет относительных поправок при восстановлении детального распределения локальной мощности внутри ТВС на каждом расчетном такте по времени. Относительные поправки формируются по отношению к начальному распределению локальной мощности в активной зоне на момент времени перед аварией. Такая практика общепринята у наших западных коллег при расчетном сопровождении эксплуатации АЭС с реактором PWR. Описанный выше механизм коррекции выглядит следующим образом:

1 – идеальный вариант, но труднореализуемый в настоящее время:

$$K_{ТВЭЛ}^{\max} = K_{kk}^{\max}(i, j, t);$$

2 – реализуемый вариант для расчетного сопровождения:

$$K_{ТВЭЛ}^{\max} = K_{kk}^{\max}(i, j, T) \times \frac{\max_{x,y,z}(Q(x, y, z, i, j, t))}{\text{avr}_{x,y,z}(Q(x, y, z, i, j, t))} \quad (3.7)$$

3 – реализуемый вариант для проектных расчетов:

$$K_{ТВЭЛ}^{\max} = 1.1 \times K_{kk}^{\max}(i, j, t_0) \times \frac{\max_{x,y,z}(Q(x, y, z, i, j, t))}{\text{avr}_{x,y,z}(Q(x, y, z, i, j, t))};$$

$K_k^{\max}(i, j, t)$ – максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности по твэлу в i -й ТВС для j -го высотного сечения, полученное из трехмерной потвэльной динамической модели;

$\max_{x,y,z}(Q(x, y, z, i, j, t))$ – максимальное значение мощности в

расчётном объёме в i -й ТВС для j -го высотного сечения, восстановленное из трехмерной покассетной динамической модели в момент времени t ;

$\text{avr}_{x,y,z}(Q(x, y, z, i, j, t))$ – среднее значение мощности в расчетном объеме в i -й ТВС для j -го высотного сечения, полученное из трехмерной покассетной динамической модели;

$K_k^{\max}(i, j, T)$ – максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности по твэлу в i -й ТВС для j -го высотного сечения, уточненный по двумерной потвэльной модели в момент времени T , когда произошло существенные изменения мощности и положения ОР СУЗ по сравнению с номинальными значениями;

$K_k^{\max}(i, j, t_0)$ – максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности по твэлу в i -й ТВС для j -го высотного сечения, полученной из серии расчетов по двумерной потвэльной модели в начальный момент времени t_0 перед аварией при номинальных значениях мощности и положениях ОР СУЗ; $1 \leq i \leq 163$, $1 \leq j \leq 16$, (для практических расчетов физики активной зоны ВВЭР-1000).

Для того чтобы иметь представление о порядке величин K_k в ТВС реактора ВВЭР-1000, приведем пример максимальных коэффициентов неравномерности локальной мощности по твэлу K_k в ТВС для 2-й топливной загрузки 3-го энергоблока Калининской АЭС, рассчитанных по программе ПЕРМАК при номинальной мощности и положении рабочей группы ОР СУЗ на отметке 90% извлечения по высоте активной зоны. Данные коэффициенты помещены в табл 3.19–3.21. Для сравнения в этих же таблицах приводятся абсолютные значения максимальных значений K_{kk} , для тех же ТВС, полученных из программного комплекса ПРОСТОР [43]. Видно, что данные величины сопоставимы и можно надеяться на то, что относительные изменения этих величин по п/к ПРОСТОР (или по другому программному комплексу, сопоставимому с п/к ПРОСТОР) окажутся близкими к относительному изменению максимальных потвэльных коэффициентов неравномерности мощности.

Что касается высотного распределения (зависимость от координаты z), то оно, практически, не зависит от потвэльной структуры ТВС и может определяться по кассетной программе. Нумерация ТВС в данных таблицах соответствует нумерации в секторе актив-

ной зоны 60°. ТВС №2 располагается во втором ряду от центра активной зоны и является внутренней кассетой без ТВЭГ в окружении других ТВС. В данной кассете коэффициенты неравномерности локальной мощности K_k невелики. ТВС №13 и ТВС №28 располагаются на периферии активной зоны и коэффициенты неравномерности локальной мощности K_k в них максимальны. Причем данная неравномерность объясняется не потвзельным распределением энерговыделения в ТВС и возможным всплеском потока тепловых нейтронов в периферийных твэлах, а большим градиентом потока быстрых нейтронов по сечению периферийной ТВС. И эта неравномерность может быть хорошо рассчитана по кассетной трехмерной программе.

Таблица 3.19

Коэффициент неравномерности мощности твэла по отношению к средней мощности ТВС № 1 в произвольном сечении по высоте активной зоны на начало 2-й кампании 3-го блока Калининской АЭС

№ сечения по высоте	Отношение максимальной потвзельной мощности к средней мощности твэла в данном сечении 1-й ТВС			Отношение максимальной мощности в ТВС к средней мощности в данном сечении 1-й ТВС
	Твэл	ТВЭГ	Периферийный твэл	Восстановленное из трехмерной программы
1	1.504	0.716	1.529	1.601
2	1.392	1.104	1.403	1.523
3	1.363	1.128	1.370	1.473
4	1.353	1.128	1.358	1.459
5	1.349	1.126	1.353	1.456
6	1.348	1.125	1.351	1.456
7	1.349	1.125	1.353	1.456
8	1.349	1.126	1.352	1.457
9	1.351	1.127	1.355	1.458
10	1.351	1.128	1.354	1.459
11	1.352	1.128	1.356	1.462
12	1.355	1.129	1.359	1.467
13	1.364	1.129	1.369	1.469
14	1.375	1.127	1.382	1.477
15	1.401	1.045	1.410	1.528
16	1.513	0.677	1.533	1.622

Для надежности найденные коэффициенты умножаются на дополнительный коэффициент, равный 1.1, характеризующий неточность определения K_{kk} .

Помимо расчета коэффициентов неравномерности локальной мощности по твэлам, которые уточняются с учетом реального положения ОР СУЗ и значения мощности, необходимо оценить возможное отклонение энерговыделения в твэле, обусловленное различными технологическими неточностями изготовления топлива и погрешностью расчета распределения энерговыделения в ТВС.

Таблица 3.20

Коэффициент неравномерности мощности твэла по отношению к средней мощности ТВС № 2 в произвольном сечении по высоте активной зоны на начало 2-й кампании 3-го блока Калининской АЭС

№ сечения по высоте	Отношение максимальной потвэльной мощности к средней мощности твэла в данном сечении 2-й ТВС			Отношение максимальной мощности в ТВС к средней мощности в данном сечении 2-й ТВС
	Твэл	ТВЭГ	Периферийный твэл	Восстановленное из трехмерной программы
1	1.373	0.942	1.357	1.421
2	1.283	1.120	1.245	1.323
3	1.298	1.132	1.258	1.273
4	1.271	1.112	1.233	1.249
5	1.268	1.111	1.230	1.246
6	1.269	1.112	1.230	1.246
7	1.270	1.113	1.232	1.246
8	1.271	1.115	1.233	1.247
9	1.273	1.119	1.235	1.248
10	1.272	1.120	1.234	1.249
11	1.274	1.123	1.235	1.246
12	1.277	1.126	1.238	1.247
13	1.285	1.133	1.246	1.255
14	1.296	1.143	1.255	1.267
15	1.309	1.143	1.267	1.318
16	1.380	0.863	1.368	1.422

Отклонение энерговыделения в твэле, обусловленное технологическими неточностями и погрешностью расчета, учитывается с помощью инженерного коэффициента неравномерности $K_{инж}$, равного 1,16.

Другое возможное отклонение от расчетного значения проявляется из-за неточности поддержания мощности, которая определяется коэффициентом $K_{упр}$, равного 1.02. При небольшом искривлении решеток в ТВС или технологических отклонениях в изготовлении ТВС может происходить уменьшение расхода теплоносителя (затеснение) через данную ТВС.

Таблица 3.21

Коэффициент неравномерности мощности твэла по отношению к средней мощности ТВС № 2 в произвольном сечении по высоте активной зоны на начало 2-й кампании 3-го блока Калининской АЭС

№ сечения по высоте	Отношение максимальной потвэльной мощности к средней мощности твэла в данном сечении 28 ТВС			Отношение максимальной мощности в ТВС к средней мощности в данном сечении 28 ТВС
	Твэл	ТВЭГ	Периферийный твэл	Восстановленное из трехмерной программы
1	1.038	-	1.029	1.041
2	1.030	-	1.022	1.032
3	1.027	-	1.020	1.029
4	1.027	-	1.019	1.029
5	1.027	-	1.019	1.029
6	1.027	-	1.020	1.029
7	1.028	-	1.021	1.030
8	1.028	-	1.025	1.030
9	1.029	-	1.027	1.031
10	1.029	-	1.026	1.031
11	1.029	-	1.027	1.031
12	1.030	-	1.028	1.033
13	1.032	-	1.032	1.034
14	1.033	-	1.029	1.035
15	1.036	-	1.016	1.038
16	1.048	-	1.038	1.052

Неопределенность, связанная с описанным явлением, характеризуется увеличением теплоносителя (затеснение) через данную ТВС локальной мощности за счет дополнительного множителя $K_{\Delta T}$, равного 1.04.

При существенных локальных искривлениях решеток в ТВС в некоторой области активной зоны может происходить локальное уменьшение скорости теплоносителя (затеснение). Неопределенность, связанная с описанным явлением, характеризуется уменьшением расхода через данную область активной зоны на 25% на длине 75–100 мм. Данное консервативное положение используется только для расчетного анализа аварийных режимов.

За время эксплуатации было замечено заметное азимутальное скручивание ТВС. При этом происходит локальное изменение водо-топливного отношения и, соответственно, размножающих свойств. Это изменение приводит к дополнительной неопределенности в значении коэффициента неравномерности локальной мощности по твэлу, определяемого коэффициентом $K_{\text{изг}}$, равным 1.1 для старых кассет и 1.02 для новых кассет (ТВСА и ТВС-2).

Все перечисленные коэффициенты больше единицы, за исключением коэффициента, определяющего локальное уменьшение расхода ($K_G = 0.75$). Уточненные коэффициенты неравномерности объёмного энерговыделения используются для расчета предельных значений основных параметров безопасности на основе различных корреляций и замыкающих соотношений по расчету критического теплового потока на поверхности твэла. Основными замыкающими соотношениями являются соотношения ОКБ «Гидропресс» и соотношения, используемые в системе ХОРТИЦА [41]. Данные корреляции и соотношения также имеют свою погрешность расчета. Для расчета критического теплового потока с поверхности твэла или коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи DNBR с целью учета погрешности принимается коэффициент 1.1. Это означает, что предельное значение DNBR для наступления кризиса принимается величиной, равной 1.1, а не 1.0.

Коэффициенты объёмной неравномерности K_V , получаемые из средних значений мощности по объёму расчетного узла, умножаются на коэффициент потвэльной неравномерности мощности относительно средней мощности ТВС и на остальные коэффициенты, определенные выше. Далее происходит интегрирование удельной

мощности твэла по высоте на участке расположения ДПЗ и получаются предельно возможные значения линейной нагрузки на твэл. Выглядит это следующим образом:

$$Q_1^{\text{пред}} = \frac{\int_{Z_1}^{Z_2} K_V(z) dz}{Z_2 - Z_1} \times K_{\text{ТВЭЛ}}^{\text{max}} \times K_{\text{инж}} \times K_{\text{упр}} \times K_{\Delta T} \times Q_1^{\text{сред}}. \quad (3.8)$$

Здесь

Z_1 – высотная координата нижнего конца активной части ДПЗ;

Z_2 – высотная координата верхнего конца активной части ДПЗ;

$Q_1^{\text{сред}}$ – средняя линейная нагрузка на твэл в активной зоне;

$Q_1^{\text{пред}}$ – максимально возможная линейная нагрузка на твэл на участке расположения ДПЗ.

Для того чтобы уточнить предельно возможные значения линейных тепловых нагрузок на ТВЭГ и твэл на периферии ТВС, можно поступить следующим образом:

$$Q_{1_1}^{\text{пред}} = Q_1^{\text{пред}} \cdot \frac{K_{\text{kk_ТВЭЛ}}^{\text{max}}}{K_{\text{kk}}^{\text{max}}}; \quad Q_{1_2}^{\text{пред}} = Q_1^{\text{пред}} \cdot \frac{K_{\text{kk_ТВЭГ}}^{\text{max}}}{K_{\text{kk}}^{\text{max}}};$$

$$Q_{1_3}^{\text{пред}} = Q_1^{\text{пред}} \cdot \frac{K_{\text{kk_п_ТВЭЛ}}^{\text{max}}}{K_{\text{kk}}^{\text{max}}}, \quad (3.9)$$

где $Q_{1_1}^{\text{пред}}$ – предельно возможная тепловая нагрузка на внутренний твэл; $Q_{1_2}^{\text{пред}}$ – предельно возможная тепловая нагрузка на ТВЭГ; $Q_{1_3}^{\text{пред}}$ – предельно возможная тепловая нагрузка на периферийный твэл; $K_{\text{kk_ТВЭГ}}^{\text{max}}$ – максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности в выбранных ТВС и высотном сечении для ТВЭГ; $K_{\text{kk_ТВЭЛ}}^{\text{max}}$ – максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности в выбранных ТВС и высотном сечении для внутренних твэлов; $K_{\text{kk_п_ТВЭЛ}}^{\text{max}}$ – максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности в выбранных ТВС и высотном сечении для периферийных твэлов; $K_{\text{kk}}^{\text{max}}$ – максималь-

ный коэффициент неравномерности локальной мощности в выбранных ТВС и высотном сечении для всех твэлов и ТВЭГ.

Вычисления, проводимые по формулам (3.7) и (3.8), являются прямым расчетом предельных тепловых нагрузок на твэлы, которые могут напрямую сравниваться с предельно допустимыми линейными нагрузками в местах расположения ДПЗ без использования величин $K_{V\lim-1(2,3)}(i, j, t)$, полученных из формулы (3.5). Что лучше вычислять: $Q_{1-1(2,3)}^{\text{пред.}}$ или $K_{V\lim-1(2,3)}(i, j, t)$? Это вопрос дискуссионный. Во многом эти величины равноправны: для вычисления одной и другой нужны потвэльные расчеты. Превышение предельно возможных величин $Q_{1-1(2,3)}^{\text{пред.}}$ или $K_{V\lim-1(2,3)}(i, j, t)$ предельно допустимых значений, являющихся полевыми уставками, является нарушением нормальных условий эксплуатации и требует от оперативного персонала АЭС действий по снижению мощности в соответствии с техническим регламентом. Однако преимуществом прямых расчетов величины $Q_{1-1(2,3)}^{\text{пред.}}$ является возможность ограничиться потвэльными расчетами в режиме «off-line» и использовать $Q_{1-1(2,3)}^{\text{пред.}}$ в расчетном анализе различных аварий.

Формирование вышеуказанных множителей для расчета основных предельно возможных значений линейных тепловых нагрузок на твэлы (3.6) и (3.7) и использование этих значений в модели «горячего канала» в составе полномасштабного моделирующего комплекса ещё недостаточно для формирования всех консервативных приближений, используемых в расчетном анализе безопасности. Помимо расчета величин $Q_{1-1(2,3)}^{\text{пред.}}$ необходимо в соответствии с выше сформулированным принципом консервативности сформировать консервативные условия расчета основных параметров безопасности. Реализация 1-го и 2-го положений принципа консервативности существенно зависит от конкретных особенностей протекания аварии и типа отказа оборудования. Неблагоприятные условия для каждого аварийного режима могут быть самыми различными. Общим для каждого расчета является реализация 3-го положения принципа консервативности: увеличение (или уменьшение) расчетных величин на утроенную среднеквадратичную погреш-

ность их расчета. Об этом уже было рассказано выше и частично сделано при вычислении величин $Q_1^{\text{пред}}$. Из 1-й и 2-й групп консервативных положений общим можно считать увеличение интегральной мощности ЯЭУ до 107 % номинальной мощности и создание стационарного состояния реактора на этой мощности, которое является начальными условиями для аварии, приводящей к кризису теплоотдачи. К общим положениям можно отнести и уменьшение расхода через зону на 10 % в стационарном режиме. Увеличение (для обоснования теплотехнической безопасности активной зоны) или уменьшение (для обоснования ядерной безопасности) температур теплоносителя в холодных нитках ГЦК на 2–3 градуса также считается общим консервативным положением. К ним можно присоединить и положение с уменьшением давления в реакторе на 1–2 ат (утроенная погрешность измерения давления в реакторе и КД). «Вес» АЗ во всех реактивных авариях должен быть уменьшен на 30 % (утроенная погрешность определения эффективности ОР СУЗ, три дисперсии). «Вес» одного органа СУЗ АЗ при его зависании над активной зоной во всех реактивных авариях должен быть увеличен на 45 % (утроенная погрешность определения эффективности одного ОР СУЗ, три дисперсии). Коэффициенты реактивности по температуре воды и топлива должны быть также уменьшены соответствующим образом. Помимо изменения интегральных параметров РУ, необходимо воспроизвести такое распределение локальной мощности перед аварией, которое создаст самые неблагоприятные условия для теплотехнической безопасности активной зоны в процессе развития аварии. Таким распределением станет распределение, в котором максимум локальной мощности по высоте активной зоны располагалась в верхней части зоны из-за ксеноновых высотных колебаний мощности, что повышает вероятность возникновения кризиса теплообмена на поверхности твэла.

Другим очень важным обстоятельством при моделировании аварий с отключением ГЦН является детальность и точность моделирования перемешивания теплоносителя на входе в активную зону и на выходе из реактора. Очень трудно говорить о точности моделировании перемешивании в кодах, построенных на моделях одномерного течения между расчетными узлами. Коды, построенные

на решении уравнений Навье-Стокса в трехмерном приближении нижней и верхней камер смешения в реакторе ВВЭР, только сейчас начинают появляться в России. Однако даже после внедрения таких кодов в практику расчетов гидродинамической картины течения в реакторе, они не смогут воспроизвести точной картины перемешивания теплоносителя из-за различных технологических отклонений в конструкции реактора. Трёхмерные модели могут быть использованы для расчета коэффициентов, отвечающих за регулирование картины перемешивания теплоносителя в реакторе в модели, использующей одномерное приближение расчета течения теплоносителя между расчетными объёмами. Из-за большой неопределенности в моделировании гидродинамической картины течения теплоносителя для каждой аварии перестраивается пространственная дискретизация тепло-гидравлической модели таким образом, чтобы максимально приблизить значения основных параметров безопасности к предельным значениям или даже превысить их. Причем, при выбранной пространственной дискретизации значения основных параметров безопасности будут гарантированно выше (или ниже), чем для реальной картины течения в реакторе.

Разберём подробно консервативные положения и условия необходимые, к примеру, для расчетного анализа аварийного режима с разрывом паропровода в не отсекаемой от одного из парогенераторов части по программному комплексу ПРОСТОП (по другому программному комплексу будут рассматриваться точно такие же консервативные положения). Перечислим их:

- в модели «горячего канала» увеличивается мощность твэла на 16 % из-за неточности расчета и технологических разбросов;
- в модели «горячего канала» увеличивается мощность твэла на 10 % из-за азимутального перекоса ТВС и увеличения локального водно-топливного отношения для ТВС (пренебрегаем разницей в азимутальном перекосе между ТВС и ТВСА);
- в модели «горячего канала» принято затеснение теплоносителя в межтвэльном пространстве и уменьшение скорости теплоносителя на 10 % из-за перекоса или других эксплуатационных причин по всей длине твэла;
- уменьшается «вес» АЗ на 30 % для расчета сброса всех ОР СУЗ в активную зону;

- уменьшаются коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя и по температуре топлива на 30 %;
- формируется стационарное состояние с увеличением мощности ЯЭУ на 7 % (суммарная неточность регулирования мощности в стационарных режимах и определения тепловой мощности);
- формируется стационарное состояние с уменьшением расхода теплоносителя через реактор на 10 %;
- формируется стационарное состояние с увеличением давлений в ПГ на 2 ат из-за неточности их определения по показаниям датчиков давлений на паровом тракте из ПГ (тем самым повышается температура теплоносителя в холодных нитках, примерно, на 2 °С);
- формирование в стационарном состоянии высотного профиля локальной мощности с максимальным пиком энерговыделения в верхней части активной зоны для ТВС с максимальной мощностью в зоне (предельное значение достигает линейной нагрузки на твэл 448 Вт/см, с методом формирования такого профиля можно познакомиться на практических занятиях с использованием п/к ПРОСТОР);
- максимальный коэффициент неравномерности мощности ТВС в активной зоне достигает в стационарном состоянии разрешенной на сегодня величины 1.42 и данная ТВС (где наблюдается коэффициент 1.42) находится под ОР СУЗ, на который будет наложен отказ в виде зависания над зоной при падении ОР СУЗ в активную зону по сигналу «А3»;
- формируется стационарное состояние при использовании в модели пространственной дискретизации, при которой происходит моделирование полного отсутствия перемешивания теплоносителя между петлями; на аварийной петле в этом случае температура теплоносителя понижается до температур порядка 140–150 °С при полном обнажении трубочатки в ПГ; при этом возможно возникновение повторной критичности в данном секторе и вспышка нейтронов на мгновенных нейтронах, если в этом секторе застрял один или два стержня СУЗ, тогда в этом секторе в одной или нескольких ТВС воз-

можно превышение значений проектных пределов по температуре оболочки топлива;

- при падении ОР СУЗ в активную зону по сигналу «АЗ» накладываются отказы на два ОР СУЗ, которые зависят над зоной, один над ТВС с максимальной мощностью, а другой над одной из соседних ТВС с мощностью, ближайшей по значению к максимальной мощности («вес» двух ОР СУЗ составляет 1.5 «веса» одного зависшего ОР СУЗ);
- рассматривается топливная загрузка из имеющихся на сегодняшний день конструкций ТВС и конец кампании, для которых достигается максимальный коэффициент реактивности по плотности теплоносителя;
- для выбранной загрузки создаются такие условия моделирования нейтронно-физического переноса в активной зоне, которые увеличивают коэффициент неравномерности распределения нейтронных полей в области зоны с максимальной мощностью.

Вышеуказанные пункты, определяющие консервативный подход при моделировании аварии с разрывом паропровода из ПГ, делятся на разные классы. Один класс консервативных условий связан с погрешностью расчета параметров РУ при аварии в расчетных кодах. Другой класс связан с погрешностью расчетно-измерительных методик, имеющихся на АЭС. Третий класс связан с установлением возможных начальных условий, являющихся следствием предыдущих событий, произошедших в ходе эксплуатации (естественно, данные начальные условия неблагоприятны для протекания рассматриваемой аварии). Последний класс связан с отсутствием детальности и точности моделирования некоторых процессов в реакторе и с необходимостью перестройки модели таким образом, чтобы расчетные значения основных параметров безопасности в этой модели оказались строго больше тех же величин при реальной картине течения в реакторе.

Воспроизведение всех вышеуказанных условий консервативности, касающихся точности расчета различных параметров активной зоны, происходит в модели «горячего канала» и с помощью подготовки специальных начальных состояний для программного комплекса ПРОСТОР. Параллельно с основным расчетом проводится дополнительный теплогидравлический расчет каждой ТВС с изме-

ненными параметрами по мощности и расходу. Из результатов данных расчетов выбирается ТВС и высотное сечение, в которых достигается максимальная температура оболочки топлива и максимальная температура топлива.

По сравнению с консервативными положениями главного конструктора при расчете данной аварии, положения, принятые в расчете по п/к ПРОСТОР в составе которого есть трехмерная модель пространственной кинетики, практически одни и те же за исключением положений, касающихся пространственного распределения нейтронной мощности по объёму активной зоны. Данное распределение фиксируется при моделировании аварии у главного конструктора, а при использовании п/к ПРОСТОР это распределение зависит от времени и рассчитывается на каждом временном шаге.

Из результатов обоих расчетов следует, что имеет место явление повторной критичности, происходит нейтронная вспышка в холодном секторе активной зоны и наступает кризис теплообмена на оболочке твэла в ряде ТВС, но последствия данной вспышки и кризиса разительно отличаются. Результаты расчета максимальных температур наружной поверхности оболочки топлива и самого топлива в «горячей точке» активной зоны по программам главного конструктора и по п/к ПРОСТОР показаны на рис. 3.7. и 3.8.

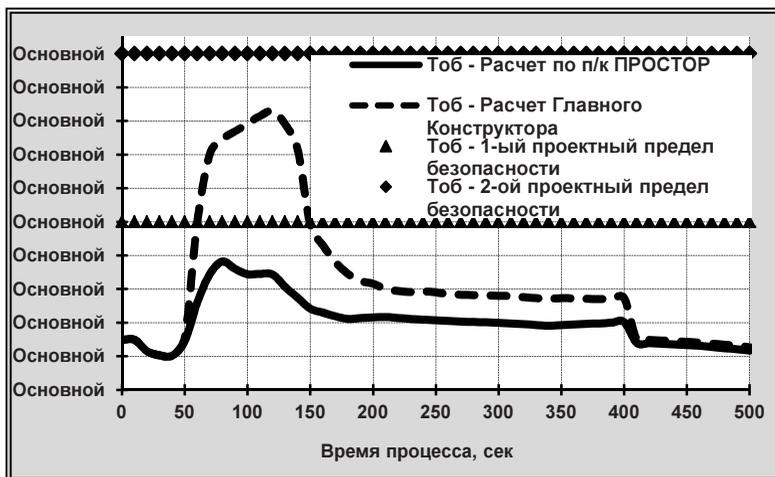


Рис. 3.7. Зависимость температуры оболочки твэла в максимально теплонпряженной точке активной зоны от времени при моделировании аварийного режима с разрывом паропровода в не отсекаемой от ПГ части

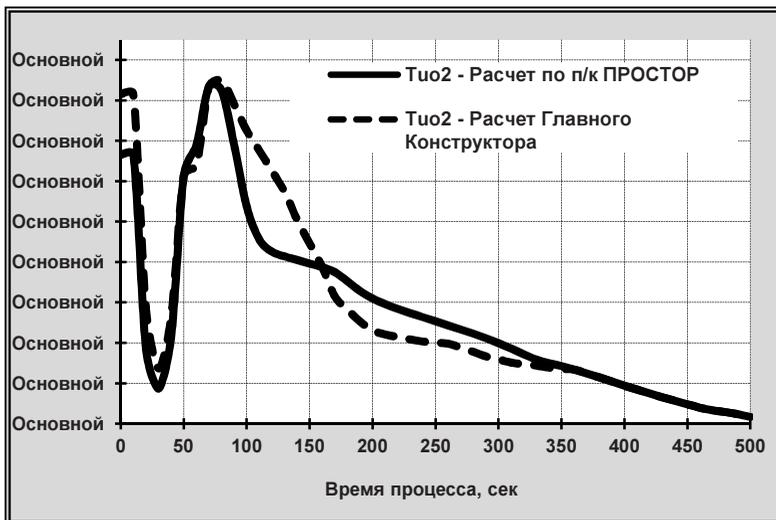


Рис. 3.8. Зависимость максимальной температуры топлива в ТВЭЛ в максимально теплонпряженной точке активной зоны от времени при моделировании аварийного режима с разрывом паропровода в не отсекаемой от ПГ части

Из сопоставления результатов расчетов видно, что расчет по программному комплексу с моделью пространственной кинетики не приводит к превышению даже 1-го проектного предела безопасности по оболочке топлива и становится ясно, насколько чрезмерен консерватизм главного конструктора.

Конечно, можно подвергать сомнению полученные результаты в цифровом выражении, но качественно полученные выводы справедливы. При учете обратных связей между нейтронной мощностью и пространственным распределением энерговыделения существенный разогрев некоторой области активной зоны приводит к обязательному уплощению нейтронных полей в этой области. Если, к примеру, удельная нейтронная мощность в области активной зоны с максимальным значением коэффициента неравномерности распределения тепловыделений составляет 448 Вт/см (что в 2.6 раза больше средней удельной тепловой нагрузки), то локальный мощностной коэффициент реактивности существенно уменьшается по сравнению с коэффициентом реактивности при средней удельной мощности в зоне. Такое уменьшение, во-первых, приводит к снижению неравномерности распределения нейтронных полей по

объему активной зоны, а во-вторых, к уменьшению полной положительной реактивности зоны по сравнению с полной реактивностью, подсчитанной по мощностному коэффициенту реактивности при средней удельной тепловой нагрузке в зоне. Оба этих эффекта приведут к заметному уменьшению амплитуды нейтронной вспышки и суммарного выделения энергии за время вспышки. И тем самым к снижению тяжести последствий рассматриваемой аварийной ситуации.

Проведенный главным конструктором расчетный анализ данной аварии и исследования возможности возникновения явления повторной критичности привели к решению об увеличении числа ОР СУЗ с 61 до 121 в наших проектах АЭС с ВВЭР-1000 для Индии и Ирана. В этом случае явление повторной критичности наступает по расчетам главного конструктора только при охлаждении одного из секторов активной зоны ниже 100 °С.

Однако при расчетных исследованиях явления повторной критичности, проведенных по п/к РАДУГА [45], по п/к ПРОСТОР [43], по динамической программе NOSTRA [46], было показано, что температура повторной критичности при таком техническом решении достигает значения ниже 50 °С. Таким образом, наличие 121 привода ОР СУЗ приводит к возможности полного расхолаживания реактора даже при единичном отказе в работе органов СУЗ в конце кампании без использования борной кислоты.

Другим примером консерватизма, используемого главным конструктором в расчетном сопровождении эксплуатации активной зоны реакторов ВВЭР является то, что на АЭС с ВВЭР-1000 до сих пор не перешли на более экономичные схемы перегрузок топлива: IN-IN-IN-OUT, - когда на периферии активной зоны располагаются ТВС исключительно с выгоревшим топливом. Данная схема перегрузки давно уже реализована на Западе для реакторов PWR. Такой переход был невозможен из-за того, что долгое время на Российских АЭС с ВВЭР существовало ограничение на максимальный коэффициент неравномерности мощности ТВС по активной зоне не выше 1.35. В настоящее время это ограничение равно величине 1.45.

Заключение

В данной главе были изложены вопросы обоснования технической безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000. Наибольшее внимание было уделено вопросам расчетного обоснования безопасности. Были выделены основные параметры безопасности (хорошо известные из практики проектирования и эксплуатации ЯЭУ с ВВЭР-1000), по величине которых можно судить о состоянии основных защитных барьеров в реакторе ВВЭР-1000. Много внимания было уделено расчетной методологии определения пределов нормальной эксплуатации по активной зоне.

В представленных материалах подробно рассказано об эксплуатационных режимах и проектных авариях, моделирование которых составляют основу расчетного анализа безопасности ЯЭУ. Из всех рассмотренных аварий выделены аварии, наиболее критичные по отношению к состоянию основных защитных барьеров. К этим авариям следует отнести следующие режимы:

- режим с выбросом из активной зоны одного самого ценного ОР СУЗ;
- режим с заклиниванием ротора одного ГЦН;
- режим с разрывом паропровода на одном из ПГ без отсечения от течи с обесточиванием АЭС;
- максимальная проектная авария (МПА) – разрыв ГЦТ полным сечением (ДУ-850) на входе в реактор;
- режим с непредусмотренным открытием ИПУ КД и с обесточиванием АЭС.

При расчетном анализе последствий аварийных режимов и, особенно, вышеперечисленных аварий на состояние защитных барьеров безопасности ЯЭУ используется принцип консервативности. В данной главе было дано определение принципа консервативности и разобрана методология формирования консервативных положений и условий, используемых для расчетного анализа безопасности.

На примере режима с разрывом паропровода на одном из ПГ без отсечения от течи с обесточиванием АЭС были рассмотрены используемые в полномасштабном моделирующем комплексе ПРО-СТОП консервативные положения, специфические для данной аварии, и полученные результаты были сопоставлены с результатами главного конструктора. На данном примере было показано,

насколько чрезмерен консерватизм расчетов главного конструктора и указана основная причина рассогласования между результатами расчета, полученными по программному комплексу с моделью точечной кинетики и по комплексу с моделью пространственной кинетики.

По материалам данного пособия и, особенно, данной главы подготовлены практические занятия на компьютерном анализаторе режимов ЯЭУ с ВВЭР-1000: МФА РУ с ВВЭР-1000. Данный анализатор разработан на кафедре №2 МИФИ, аттестован в высших надзорных органах РФ, используется на Калининской и Ростовской АЭС в качестве учебного и инженерного средства поддержки эксплуатации, применяется в качестве учебного тренажера для проведения специальных семинаров МАГАТЭ, используется в качестве инструментального средства для проведения лабораторных занятий по теме «Динамика СУЗ» со студентами старших курсов МИФИ.

На практических занятиях на данном анализаторе МФА РУ будет детально разобрано протекание отобранных проектных аварий и внимательно проанализирован масштаб их последствий. На одном из занятий будет подробно разобрана ситуация во время аварии с паровой течью из КД, которая привела к тяжелым последствиям с расплавом активной зоны (данная авария случилась на американской АЭС «Три Майл Айленд»-ТМІ). На этом же занятии будут определены необходимые действия оперативного персонала для предотвращения расплава активной зоны во время данной аварии.

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные параметры ядерной и теплотехнической безопасности активной зоны.
2. Перечислите основные параметры безопасности ЯЭУ, определяющие теплотехническую безопасность и надежность активной зоны.
3. Определите основные проектные пределы безопасности основного защитного барьера: оболочки топлива в твэле. В чем физическая суть данных пределов?

4. Каким образом формируются предельно допустимые значения линейных тепловых нагрузок на твэл и от чего зависят эти значения?

5. Почему предельно допустимые значения тепловых нагрузок определяются усредненными по длине ДПЗ величинами?

6. Как изменяются предельно допустимые значения тепловых нагрузок на твэл при работе трех ГЦН из четырех, при работе двух ГЦН?

7. Перечислите основные контролируемые параметры ЯЭУ и назовите их предельные значения, определяющие пределы нормальной эксплуатации.

8. Определите классификацию аварийных режимов и перечислите все проектные аварии, принятые для расчетного анализа безопасности ЯЭУ.

9. Какие из проектных аварийных режимов являются наиболее опасными для защитных барьеров ЯЭУ?

10. Какие физические явления происходят в реакторе и к каким последствиям они приводят при наиболее опасных авариях?

11. Определите основные группы консервативных положений, используемых для расчетного анализа безопасности в обобщенном виде.

12. Определите конкретно консервативные положения, принятые при анализе аварии, связанной с разрывом паропровода на одном из ПП, выполненном с помощью полномасштабного программного комплекса с трехмерной пространственной кинетикой.

13. Дайте качественные объяснения разнице в результатах расчетного анализа аварии с разрывом паропровода, приведенных главным конструктором в ТООБ для 3-го блока Калининской АЭС, и результатах, полученных с использованием полномасштабного программного комплекса с трехмерной пространственной кинетикой.

14. Обеспечивает ли принцип консервативности, используемый главным конструктором надежность выводов о безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000?

Темы практических занятий на МФА РУ

Провести сравнение последствий аварии (поведение максимальных температур топлива и оболочки топлива в «горячем канале» и максимальной линейной нагрузки на твэл от времени) с разрывом паропровода без отсечения течи для 1-й топливной загрузки 2-го блока Калининской АЭС на начало кампании и для 22-й топливной загрузки 1-го блока Калининской АЭС на конец кампании. Дать объяснение разницы в масштабе последствий.

Определить значения температуры повторной критичности для 1-й топливной загрузки 2-го блока Калининской АЭС и 22-й топливной загрузки 1-го блока Калининской АЭС на конец кампании в статическом и динамическом режимах моделирования. Исследовать зависимость величины температуры повторной критичности от величины погрешности в расчете «веса» АЗ и от числа ОР СУЗ (61, 91, 121). Дать объяснение разницы в величинах температуры повторной критичности между результатами, полученными в статическом и динамическом режимах моделирования.

Провести исследование последствий аварии (поведение максимальных температур топлива и оболочки топлива в «горячем канале» и максимальной линейной нагрузки на твэл от времени) с разрывом паропровода без отсечения течи от степени консерватизма, принимаемого в расчетных исследованиях.

Найти нужные действия для оперативного персонала АЭС во время аварии с паровой течью из КД для предотвращения образования парового пузыря над активной зоной или его устранения в случае его образования с целью устранения возможности расплава активной зоны.

Изучить протекание МПА с полным разрывом ГЦТ на входе в реактор с обесточиванием АЭС и сравнить масштаб последствий, полученный при моделировании данной аварий на МФА РУ с масштабом, полученным главным конструктором.

Изучить протекание аварии с заклиниванием одного ГЦН и сравнить масштаб последствий, полученный при моделировании данной аварий на МФА РУ с масштабом, полученным главным конструктором.

Определить степень уменьшения масштаба консервативности при определении предельно возможных параметров безопасности с

целью непревышения пределов нормальной эксплуатации (уменьшение величины множителей на величину среднего значения линейной тепловой нагрузки на ТВЭЛ в модели «горячего канала») при реализации полной схемы перегрузок топлива: IN-IN-IN-OUT, когда на периферии активной зоны располагаются ТВС, простоявшие в активной зоне 2 и 3 года (полный аналог перегрузок в реакторе PWR).

Определить минимальную скорость разгрузки реактора с помощью РОМ для 3-го блока Калининской АЭС в режиме с отключением одного ГЦН, при которой наступает кризис теплоотдачи, и сравнение полученных результатов с результатами, приведенными в ТОБ.

Глава 4. ЗАДАЧИ ИНЖЕНЕРНОЙ ПОДДЕРЖКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЯЭУ С ВВЭР-1000

Введение

Без надежного контроля за основными параметрами ЯЭУ обеспечить безопасную эксплуатацию оборудования невозможно. Контроль за параметрами может быть оперативным и периодическим, когда проводятся специальные измерения по определению важнейших характеристик реактора, обеспечивающих его ядерную и теплотехническую безопасность. В главе 3 были определены основные параметры, по величине которых можно судить об уровне безопасности ЯЭУ. К сожалению, эти параметры или не являются наблюдаемыми, или контролируются только с помощью специальных измерений на АЭС. Среди основных параметров безопасности практически нет оперативно контролируемых величин.

В этой главе воспользуемся этим пробелом и назовем наиболее важные оперативно контролируемые параметры ЯЭУ, которые измеряются постоянно с периодичностью от 0.3 с. до 20 с., и значения этих параметров в большей части входят в АСУТП энергоблока АЭС.

Наиболее важными контролируруемыми параметрами являются интегральные нейтронная и тепловая мощности активной зоны. По величине интегральной мощности и её изменению сформированы пороговые значения (уставки), при превышении которых срабатывает система управления и защиты (СУЗ). СУЗ производит определенные действия, направленные на приведение значения мощности ЯЭУ к разрешенной в данных условиях величине. Указанные пороговые значения мощности являются пределами нормальной эксплуатации, о которых было рассказано в предыдущей главе. Более того, знание интегральной тепловой мощности активной зоны необходимо для вычисления предельно возможных основных параметров безопасности таких, как максимальные тепловые линейные нагрузки на твэл $Q_{l\text{ твэл}}^{\max}$, максимальные температуры на поверхности оболочки твэла T_{cl}^{\max} , максимальные температуры в топливе T_{fuel}^{\max} , минимальный коэффициент запаса до кризиса теплообмена на поверхности твэла $DNBR_{\min}$.

Другой группой оперативно контролируемых параметров ЯЭУ, входящих в состав АСУТП блока, является давление и температура теплоносителя в различных точках 1-го и 2-го контуров. По измеряемому перепаду давлений на ГЦН и по их паспортным характеристикам определяется расход теплоносителя по петлям ГЦК, по температурам теплоносителя в горячих и холодных петлях определяется средняя температура теплоносителя и средний подогрев по активной зоне. Определение расходов теплоносителя по петлям ГЦК и среднего подогрева по активной зоне позволяет вычислить тепловую мощность реактора. В стационарных режимах нейтронная мощность равна тепловой, и значение тепловой мощности становится эталоном для тарировки нейтронной мощности. Во 2-м контуре измеряются значения расходов питательной воды через каждый ПГ, расходы продувки из ПГ и давления на выходе из ПГ в паропроводы, идущие в паровой коллектор, где пар собирается из всех ПГ и поступает на турбину. По указанным измеряемым параметрам определяется, довольно точно, тепловая мощность 2-го контура. В стационарных режимах данная мощность плюс небольшие потери в окружающую среду ($\sim 0.05\%$ передаваемой мощности из 1-го во 2-й контур) равны мощности реактора плюс тепловая мощность от работы ГЦН и ТЭН в КД 1-го контура ($\sim 0.5\%$ мощности реактора).

Важной характеристикой, измеряемой и оперативно контролируемой в активной зоне, является распределение локальной мощности по объёму зоны. Данные измерения и их обработка происходит раз в 20 с (сейчас ведутся работы для уменьшения этого времени до 2 с). Они служат необходимой информацией для определения предельно возможных линейных тепловых нагрузок на ТВЭЛ, о которых речь шла в предыдущей главе. Поскольку такая кратность измерений и получения информации о локальной мощности в активной зоне является в динамических режимах не достаточной, то становятся очень важными измерения температуры теплоносителя в горячих петлях ГЦК на выходе из реактора. Они проводятся за 0.5–1 с, и по их величине можно косвенно судить о тепловой напряженности активной зоны. При достижении пороговых значений температуры приводится в действие СУЗ, направленная на не превышение мощности ЯЭУ или уменьшение мощности реактора

до тех пор, пока не снимется сигнал о достижении порогового значения.

Ограничимся в настоящем пособии рассмотрением вопросов, связанных с оперативными измерениями интегральной мощности активной зоны, реактора, 1-го контура, 2-го контура и локальной мощности в активной зоне, а также температур в горячих и холодных петлях ГЦК. Помимо рассмотрения оперативных измерений рассмотрим вопросы, связанные со специальными измерениями таких параметров, как «вес» отдельных групп ОР СУЗ на МКУ и на мощности, «вес» всех ОР СУЗ (АЗ) без одного самого ценного ОР СУЗ на МКУ, коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя и величине бора в воде на МКУ. Указанные специальные измерения очень важны, так как они измеряют важнейшие параметры ЯЭУ, обеспечивающие защиту реактора от тяжелых последствий в аварийных режимах и самозащищенность ЯЭУ при частичном отказе защитных функций АЗ.

4.1. Измерения на АЭС для определения интегральной нейтронной и тепловой мощности ЯЭУ

Поставщиком информации для определения нейтронной и тепловой мощности ЯЭУ являются системы ИВС и СВРК. О них было рассказано в соответствующих разделах 3-й главы. Для определения тепловой мощности реактора необходимо знать температуры и расходы теплоносителя в горячих и холодных петлях ГЦК. Температуры теплоносителя являются прямо измеряемыми величинами, а расходы вычисляются в ИВС и СВРК по измеряемому перепаду давлений на ГЦН и его паспортным характеристикам (зависимость напора давлений на ГЦН от расхода теплоносителя через него). По температурным перепадам и расходу на каждой петле ГЦК можно определить тепловую мощность петли без тепла от ГЦН и сумма этих мощностей даст мощность реактора. При условии, что измерения дают точное представление о средней температуре теплоносителя по каждой петле, можно довольно точно вычислять тепловую мощность реактора:

$$N_{i\text{-петли}} = C_{pi} \times (T_{i\text{-гор.петли}} - T_{i\text{-хол.петли}}) \times G_{i\text{-петли}}, \quad (4.1)$$

где $N_{i\text{-петли}}$ – мощность i -й петли, Вт; C_{pi} – удельная теплоёмкость теплоносителя по i -й петле; $T_{i\text{-хол.петли}}$ – температура теплоносителя по i -й холодной петле; $G_{i\text{-петли}}$ – расход теплоносителя, вычисленный на основе перепада давлений на i -м ГЦН.

К сожалению, это не так. По холодным петлям ГЦК измеряется именно средняя температура теплоносителя, так как поток теплоносителя после трубчатки и выходного коллектора ПГ хорошо перемешан. На горячих петлях поток теплоносителя на выходе из реактора не достаточно перемешан. Поэтому измеряемая температура во многом зависит от того, где стоят температурные датчики и как они размещаются по трубе ГЦК. Изменяемая температура также зависит от того, как распределена мощность по струям теплоносителя из периферийной и центральной частей активной зоны. Схематически это можно проиллюстрировать на рис. 4.1. Если датчики располагаются на нижней поверхности трубы ГЦК, то (принимая во внимание, что по трубе перемешивания между струями воды практически нет на длине три-четыре калибра) эти датчики меряют температуру теплоносителя из периферии активной зоны. И наоборот, если датчики располагаются на верхней части трубы, то они меряют температуру теплоносителя из центральной части активной зоны. Если средние мощности центральной и периферийной частей активной зоны заметно отличаются от средней мощности по всей зоне, то показания датчиков могут сильно отличаться от истинного среднего значения температуры теплоносителя в петле.

Расслоение, показанное на рис. 4.1, является самым простым. При закрутке потока теплоносителя на выходе из реактора картина течения становится гораздо сложнее и неопределенность в интерпретации показаний датчиков увеличивается. Правда, надо сказать, что между верхней камерой смещения и выходными патрубками в петли располагается дырчатая обечайка, которая хорошо турбулизует поток теплоносителя, и закрутка, возникшая при выходе из реактора, будет прекращена обечайкой. Если температурные датчики расставлены по периметру трубы равномерно и в большом количестве, причем такая расстановка повторяется на другой длине трубы, то усредняя показания всех датчиков, можно очень точно получить значение средней температуры теплоносителя в горячей петле.

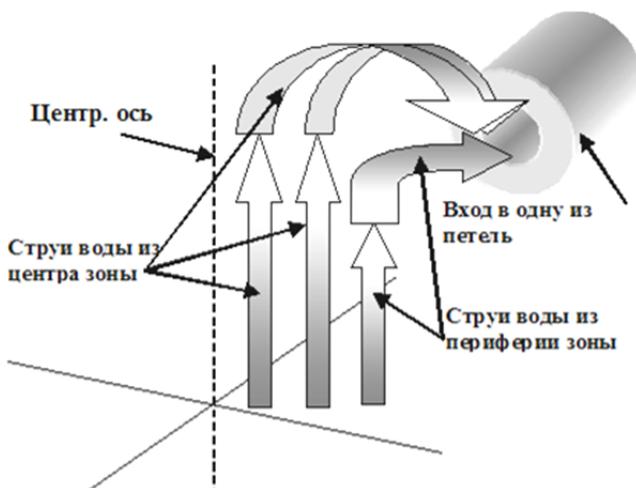


Рис. 4.1. Схематическое изображение расслоения теплоносителя на выходе из реактора в одну из петель ГЦК

Однако обычно на одном периметре располагаются не более трех датчиков, а на одной трубе располагается не более девяти датчиков. Конечно, на каждом периметре датчики в азимутальном направлении смещены относительно датчиков на предыдущем периметре и усреднение по всем девяти датчикам можно приблизить среднее значение по всем измерениям к истинному среднему значению температуры теплоносителя в горячей петле. Так и происходит, к примеру, на первом блоке Ростовской АЭС. Если датчиков всего шесть, как на многих блоках с ВВЭР-1000, то среднее по шести измерениям уже не дает такой уверенности. Практика показывает, что разница в средней величине по измерениям от истинной средней температуры может достигать 1–2 °С.

В результате вышерассмотренных причин при расчете теплового баланса ЯЭУ по результатам прямых измерений, как правило, происходит заметное рассогласование между тепловой мощностью петли, рассчитанной по 1-у контуру и тепловой мощностью той же петли, рассчитанной по 2-му контуру. Тепловая мощность петли по 2-му контуру определяется по прямым измерениям расходов питательной воды через парогенераторы, расходов продувки из ПГ и давлениям на выходе из ПГ. Неопределенности в расчете мощности петли со стороны 2-го контура имеются за счет неточности

определения давления в ПГ и доли захвата влаги с паром в паропровод из ПГ. Неточность в знании давления в ПГ может достигать 1.5 ат, так как датчик давления стоит на трубе ДУ-600 после сбора пара из нескольких патрубков. На каждом патрубке коэффициент местного сопротивления может достигать значений от 1.5 до 2, что приводит к дополнительному перепаду давления от 1.0 до 1.5 ат. По стационарным данным захват влаги из ПГ таков, что по массе это составляет не больше 0.3 %. Если не учитывать указанную разницу в давлениях и захват влаги, то можно ошибиться в мощности петли на 2–3 МВт, что составляет 0.30–0.45 % от её полной мощности порядка 750 МВт. Таким образом, даже при существующей неопределенности в значении мощности петли по 2-му контуру её можно считать эталонной по отношению к мощности петли со стороны 1-го контура, так как неопределенность при определении мощности петли по 1-му контуру может достигать 50–100 МВт по каждой петле. Если тарировать петлевые мощности в 1-м контуре по эталонным значениям мощности во 2-м контуре, то все равно остается неопределенность, так как при наличии точной величины, представляющей собой произведение двух не точно определяемых величин: перепада температур и расхода теплоносителя, невозможно определить точно значения обоих сомножителей. Тем не менее неточность в определении расхода теплоносителя по петле связана во многом с неточностью паспортных характеристик ГЦН, которая может быть устранена. Поэтому из двух сомножителей в указанном произведении выбирается множитель, равный перепаду температур теплоносителя на петле, где неточность в значениях температуры теплоносителя в горячих петлях объясняется объективными причинами, устранить которые при фиксированном размещении датчиков в ГЦТ невозможно. Корректировка значений температур теплоносителя в горячих петлях ГЦК может происходить следующим образом:

$$N_{i-петли}(\text{эталон}) = N_{i-петли} = \\ = C_{pi} \times (T'_{i-гор.петли} - T_{i-хол.петли}) \times G_{i-петли},$$

где $N_{i-петли}(\text{эталон})$ – мощность i -й петли, определенная по данным 2-го контура, Вт; C_{pi} – удельная теплоёмкость теплоносителя по i -й петле;

$$T'_{i\text{-гор.петли}} = \frac{N_{i\text{-петли}}(\text{эталон})}{C_{pi} \times G_{i\text{-петли}}} + T_{i\text{-хол.петли}};$$

$$K_{i_corr_T} = \frac{T'_{i\text{-гор.петли}}}{T_{i\text{-гор.петли}}}. \quad (4.2)$$

Однако в настоящее время использование эталонных значений петлевой мощности по 2-му контуру для оперативной коррекции температур теплоносителя в горячих петлях не используется. Поправки для измеренных температур вычисляются для каждой топливной загрузки ежемесячно и вносятся в систему ИВС и СВРК периодически.

В переходных режимах, связанных с разгрузкой блока до 70% номинальной мощности или до 50 % номинальной мощности при отключении одного или двух ГЦН величина $K_{i_corr_T}$ не может быть константой. В этом случае в оперативном управлении блоком могут использоваться неправильные значения температуры теплоносителя по петлям.

Разберем, как это может сказаться на обеспечении безопасности эксплуатации ЯЭУ. Если показания датчиков дают завышенное значение температуры по горячей петле ГЦК, то, с точки зрения безопасности, это завышение не так важно. В этом случае можно говорить лишь о чрезмерном консерватизме. Если же показания датчиков дают заниженное значение температуры, то в этом случае нарушен принцип консервативности (данный принцип действует не только в расчетах, но и в измерениях) и возникает опасность оперативной недооценки максимальной локальной тепловой напряженности активной зоны.

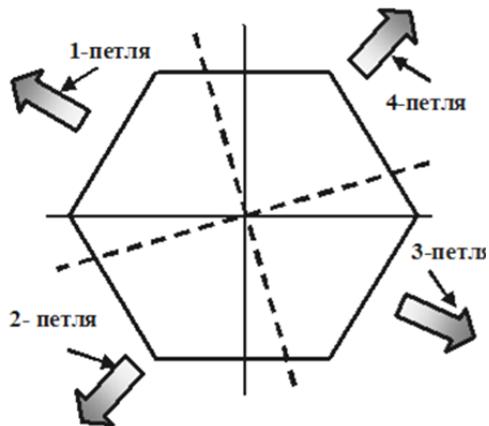


Рис. 4.2. Схематическое изображение смещения петлевых секторов относительно секторов симметрии 90° активной зоны

Обратим внимание на ещё одну особенность подогрева теплоносителя по петлям ГЦК, которая может проявляться в тепловых измерениях в 1-м контуре АЭС с ВВЭР. Представим себе, что средние температуры теплоносителя по петлям определяется идеально. Однако даже в этом случае возможна заметная разница в подогреве теплоносителя по секторам активной зоны, прилегающим к соответствующим петлям ГЦК. Причина этого явления кроется в конструктивных особенностях реактора. Дело в том, что расположение патрубков, обеспечивающих выход теплоносителя из реактора в петли ГЦК, не симметрично по отношению к секторам симметрии 90° активной зоны. Выглядит это так, как показано на рис. 4.2. Даже, если наблюдается полная симметрия в расположении ТВС по секторам 90° относительно прямоугольной системы координат, размещенной в центре активной зоны, то и этом случае мощность, отводимая по петлям, окажется несимметричной. Причем можно заранее сказать, в какую петлю попадет более подогретый теплоноситель, а в какую менее подогретый. Поскольку перемешивание теплоносителя на выходе из ТВС на периферии зоны гораздо меньше перемешивания теплоносителя из центральной части активной зоны, то разница в подогреве определяется в основном разным количеством кассет, граничащих с отражателем тремя гранями и попавших в сектор, прилегающий к соответствующей петле.

В ТВС на периферии зоны, граничащих тремя гранями с отражателем, наблюдается максимальная утечка нейтронов. Причем в настоящее время, практически на всех блоках с ВВЭР-1000 перегрузка топлива такова, что в данных ТВС находится выгоревшее топливо (перед тем как занять данное положение на периферии кассеты простояли в зоне 2–3 года). В силу указанных обстоятельств мощность этих ТВС минимальна и составляет 0.3–0.4 от средней мощности ТВС по всей активной зоне. Поэтому чем больше попадет в петлевой сектор данных кассет, тем меньше мощность данной петли по сравнению со средней мощностью по всем петлям. При смещении патрубков, показанных на рис. 4.2, в 1-ю петлю попадает вода из четырех ТВС, граничащих тремя гранями с отражателем, во 2-ю петлю – 2 таких ТВС, в 3-ю петлю – 4 ТВС и в 4-ю петлю – опять 2 ТВС. В этом случае мощности 1-й и 3-й петель будут минимальны, а мощности 2-й и 4-й петель – максимальны. Для

компенсации между петлевой неравномерности мощности, используют тот факт, что ГЦН одного и того же типа обладают чуть разной расходно-напорной характеристикой. Поэтому возможно на петлю с меньшим подогревом теплоносителя поставить более мощный насос, а на петлю с большим подогревом менее мощный. Тогда петлевые мощности практически сравняются.

Помимо петлевого контроля за температурой теплоносителя осуществляется температурный контроль и в активной зоне реактора. Для обеспечения температурного контроля в активной зоне используются 91 термопара. Если бы показания термопар давали точные значения средней по сечению ТВС температуры теплоносителя, то можно было бы легко восстановить тепловую мощность активной зоны, которая была бы идеальным эталонным значением и для показаний нейтронных датчиков, и для показаний БИК, и для коррекции показаний температурных датчиков в горячих петлях ГЦК. Но измеренные значения температуры не являются средними значениями температур на выходе ТВС и не могут надежно служить для определения тепловой мощности в каждой ТВС. Причины этого кроются в том, что датчики располагаются над ТВС в трех точках на определенной орбите вокруг центра ТВС. В каждой точке датчик меряет температуру теплоносителя, пришедшую на него из межтвэльного пространства вокруг семи твэлов. Таким образом, по показаниям зонных датчиков можно узнать температуру теплоносителя, обтекающего поверхность семи твэлов в трех местах на одной орбите вокруг центрального твэла на выходе из кассеты. Если бы была процедура перехода от данных показаний к средней температуре по сечению ТВС, то задача по определению тепловой мощности каждой из 91 ТВС была бы решена. Однако такой процедуры пока нет и внутри зонный температурный контроль пока не используется для определения тепловой мощности активной зоны. Теперь перейдем к рассмотрению оперативного измерения интегральной нейтронной мощности активной зоны.

Измерения нейтронной мощности происходит путем регистрации нейтронного потока в боковых ионизационных камерах – БИК. Опустим вопросы конструкции БИК и измерительного тракта, которые не принципиальны для рассматриваемых здесь проблем. Боковые камеры располагаются на большом расстоянии от активной зоны и регистрируют нейтроны деления только из двух перифе-

рийных рядов (по радиусу) ТВС и только из двух-трех ТВС в этих рядах, ближайших к нормали, проведенной от точки расположения камеры к боковой поверхности активной зоны (рис. 4.3. и 4.4). Поэтому для контроля интегральной мощности активной зоны необходима тарировка показаний БИК по тепловой мощности, определяемой по показаниям датчиков петлевого контроля в 1-м контуре и датчиков 2-го контура. Если бы при любых изменениях параметров активной зоны пространственное распределение нейтронов деления (или, что-то же самое, распределение локальной нейтронной мощности) не менялось, а менялось бы только их суммарное количество в объеме активной зоны, то показания БИК при однократной тарировке точно регистрировали именно интегральную нейтронную мощность активной зоны.

Рис. 4.4. Схематическое изображение фрагмента периферии активной зоны ВВЭР-1000 и угла видимости нейтронов деления из указанной на рисунке БИК

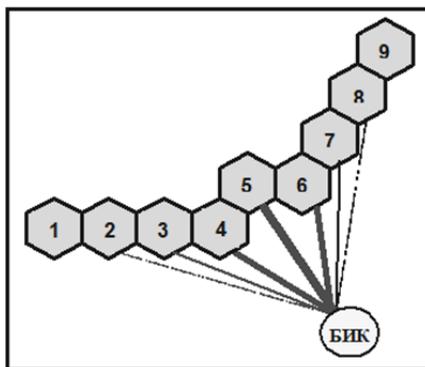
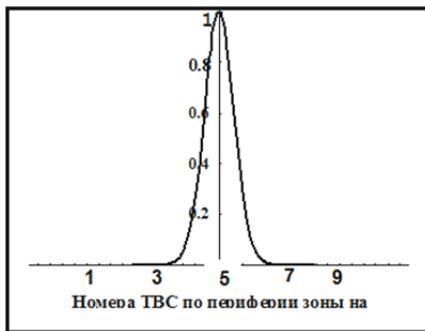


Рис. 4.1. Азимутальная зависимость чувствительности БИК к нейтронам в зоне по ТВС, показанным на рис. 4.3



Однако это не так. К примеру, при погружении групп ОР СУЗ, расположенных в центральной области активной зоны (группы под №№ 1, 7, 10) относительная мощность периферийных ТВС заметно увеличивается. Данное увеличение частично компенсирует интегральное уменьшение нейтронного потока в активной зоне, и измеряемая по БИК мощность оказывается больше интегральной

нейтронной мощности активной зоны. В случае погружении периферийной группы ОР СУЗ (группы под №№ 6, 8, 9) относительная мощность периферийных ТВС заметно снижается. Данное снижение усиливает интегральное уменьшение нейтронного потока в активной зоне, и измеряемая по БИК мощность оказывается меньше интегральной нейтронной мощности.

Математически описанное явление можно выразить следующими выражениями:

$$Q(x, y, z, t) = N(t)q(x, y, z, t), \quad \frac{\partial \int q(x, y, z, t) dx dy dz}{\partial t} = 0, \quad (4.3)$$

$$N_{\text{БИК}} = N(t_0) \int_{V_{\text{БИК}}} q(x, y, z, t_0) dx dy dz, \quad (4.4)$$

где $N(t)$ – суммарное по объёму зоны число делений; $N_{\text{БИК}}$ – число делений, регистрируемое на БИК.

Тарировка камер в начальный момент времени:

$$\begin{aligned} K \int_{V_{\text{БИК}}} q(x, y, z, t_0) dx dy dz &= 1 \\ \Delta N &= N(t) - N(t_0), \Delta N_{\text{БИК}} \approx \\ &\int_{V_{\text{БИК}}} q(x, y, z, t) dx dy dz \\ \approx N(t) \frac{V_{\text{БИК}}}{\int_{V_{\text{БИК}}} q(x, y, z, t_0) dx dy dz} - N(t_0), \end{aligned} \quad (4.5)$$

где ΔN – изменение полного числа делений в активной зоне; $\Delta N_{\text{БИК}}$ – изменение числа делений, регистрируемого на БИК; V_{Σ} – полный объём активной зоны; $V_{\text{БИК}}$ – объём активной зоны с чувствительностью нейтронов деления, значимой для БИК.

$$A = \frac{V_{\text{БИК}} \int q(x, y, z, t) dx dy dz}{\int_{V_{\text{БИК}}} q(x, y, z, t_0) dx dy dz}, \quad (4.6)$$

если $A > 1$, то $\Delta N_{\text{БИК}} > \Delta N$,

если $A < 1$, то $\Delta N_{\text{БИК}} < \Delta N$.

Выражения (4.5) и (4.6) проиллюстрированы на рис. 4.5–4.7, результатами расчета по п/к ПРОСТОР. Математические выражения (4.5) и (4.6), а также их графическая иллюстрация показывают, что при больших изменениях в пространственном распределении числа делений в областях активной зоны, расположенных ближе всего к БИК, за счет погружения различных групп ОР СУЗ измеренная мощность при однократной тарифовке может заметно отличаться от интегральной мощности активной зоны. Реально это может произойти при разгрузке энергоблока до 70 % номинальной мощности, до 50 % номинальной мощности, до 40 % номинальной мощности по причине различных нарушений в работе оборудования АЭС.

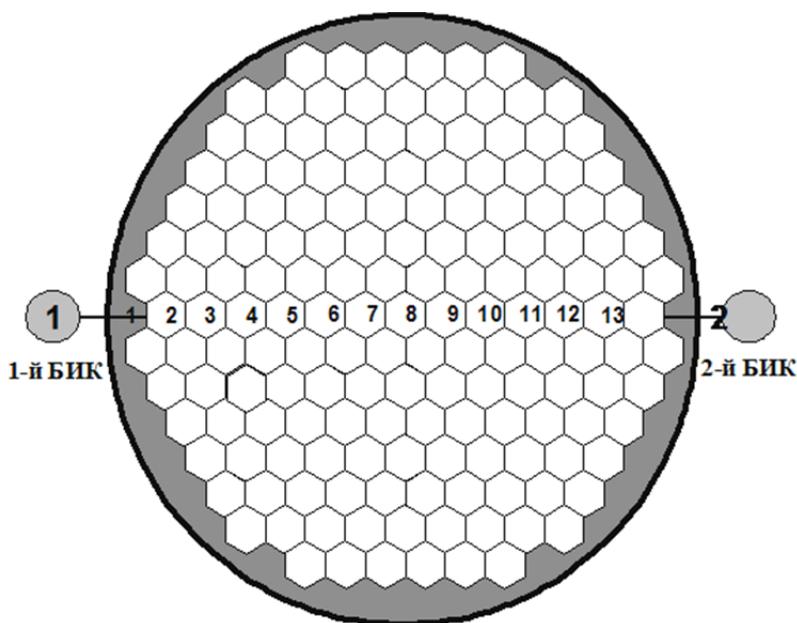


Рис.4.5. Изображение активной зоны ВВЭР-1000 для построения зависимости чувствительности БИК к нейтронам деления и пространственного распределения нейтронов деления в зоне от радиуса вдоль линии 1–2

Чем ниже значение мощности, на которую переходит ЯЭУ со 100 % номинальной мощности, тем глубже погружается рабочая группа ОР СУЗ и тем больше разница между нейтронной мощностью, регистрируемой по БИК и реальной интегральной мощно-

стью активной зоны. При этом блок разгружается до меньших значений истинной мощности активной зоны, чем надо.

Что касается искажения высотного распределения нейтронов деления, то оно происходит заметно меньше искажения радиального распределения. Это объясняется тем, что по высоте располагаются несколько камер, обычно равноотстоящих друг от друга. На рис. 4.8 показана схема расположения БИК для АЭС с ВВЭР-1000 (проект №320).

В настоящее время на Калининской АЭС проходят испытания нового АКНП с пятью камерами деления по высоте реактора.



Рис. 4.6. Пространственная зависимость чувствительности БИК к нейтронам деления в активной зоне и радиальная зависимость распределения нейтронов деления в активной зоне при погружении шестой группы ОР СУЗ

(по оси X отложены номера ТВС по линии 1-2 между БИК на рис.4.5):

- радиальная зависимость чувствительности БИК к нейтронам деления в активной зоне;
- радиальная зависимость распределения нейтронов деления перед погружением 6-й группы ОР СУЗ на МКУ;
- . - радиальная зависимость распределения нейтронов деления после погружения 6-й группы ОР СУЗ на МКУ

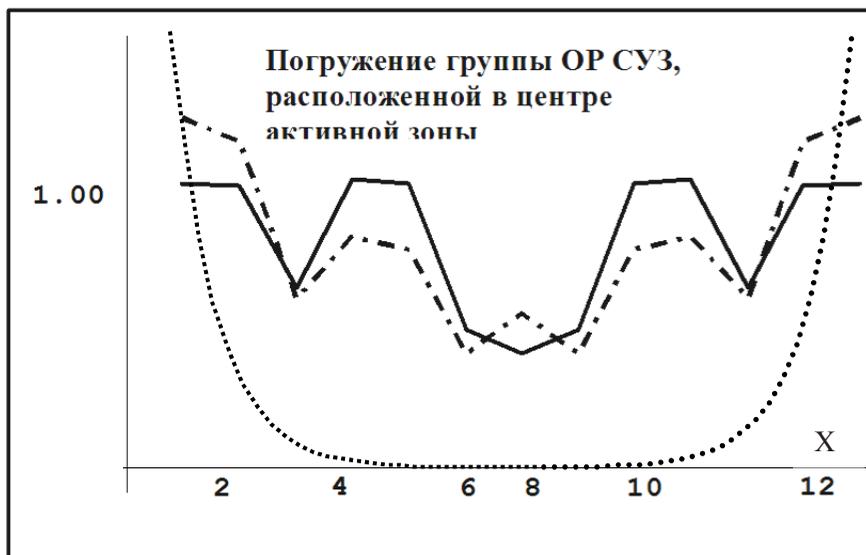


Рис. 4.7. Пространственная зависимость чувствительности БИК к нейтронам деления в активной зоне и радиальная зависимость распределения нейтронов деления в активной зоне при погружении первой группы ОР СУЗ (по оси X отложены номера ТВС по линии 1-2 между БИК на рис. 4.5):

- радиальная зависимость чувствительности БИК к нейтронам деления в активной зоне;
- радиальная зависимость распределения нейтронов деления перед погружением 1-й группы ОР СУЗ на МКУ;
- · - радиальная зависимость распределения нейтронов деления после погружения 1-й группы ОР СУЗ на МКУ

Возникающая ошибка в определении мощности реактора компенсировалась путем тарировки БИК по уровню мощности, получаемому из других источников. Однако такой подход не обладает необходимой оперативностью как раз в тех ситуациях, когда изменяется мощность при изменении положения ОР СУЗ. Это сделало необходимым совершенствование алгоритма оценки мощности и привело к созданию системы АКЭ-АЛЗ, которая начала свою промышленную эксплуатацию на 3-м блоке Калининской АЭС и 2-м блоке Ростовской АЭС.

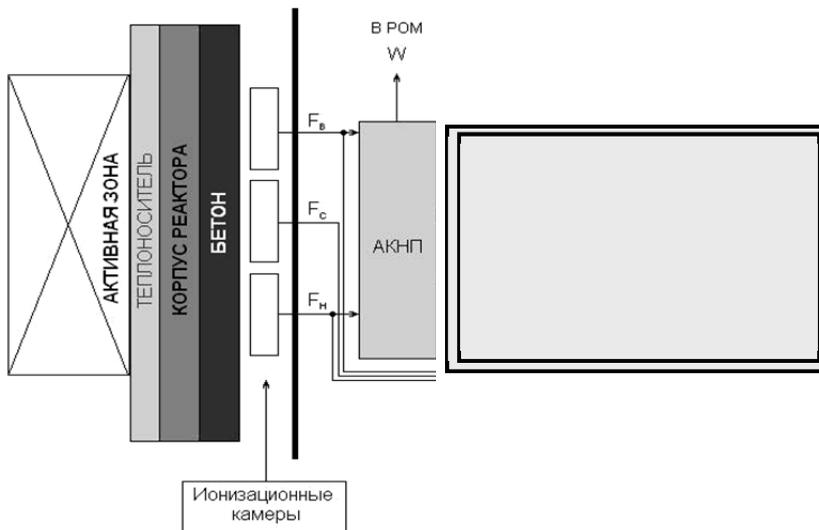


Рис. 4.8. Схематическое изображение расположения БИК на АЭС с ВВЭР-1000 для 320 проекта

Основные назначение и функции системы АКЭ в составе АКНП следующие:

- используется для оперативного контроля формы среднего аксиального распределения локальной мощности в активной зоне, аксиального офсета нейтронной мощности (разница между величинами мощности верхней половины и нижней половины активной зоны, отнесенная к сумме этих величин), мощности реактора и ее азимутального распределения;
- проводит коррекцию значения мощности, измеряемой АКНП, для формирования сигналов защиты по превышению допустимых значений локальных параметров, для оценочных расчетов характеристик объемного распределения локальной мощности, для управления распределением локальной мощности в активной зоне реактора;
- для своего функционирования использует сигналы БИК, предназначенные для регистрации нейтронов в энергетическом диапазоне соответствующего канала АКНП, значение температуры на входе в реактор, ближайшей к каналу

циркуляционной петли, и положение групп органов регулирования;

- обрабатывает информацию в каждом канале по единому алгоритму, включающему в себя:
 - восстановление высотного распределения плотности потока быстрых нейтронов на внешней поверхности корпуса реактора по показаниям БИК;
 - расчет среднего аксиального распределения локальной мощности с использованием априорных коэффициентов, описывающих связь среднего распределения локальной мощности с распределением в ТВС на периферии;
 - расчет аксиального коэффициента неравномерности k_z и аксиального оффсета;
- вычисление мощности реактора как интеграла среднего высотного распределения локальной мощности с учетом заранее рассчитанных поправочных коэффициентов, учитывающих изменение утечки нейтронов из реактора за счет изменения температуры теплоносителя в опускном участке и изменения положения групп ОР.

Основные назначение и функции системы АЛЗ в составе АКНП следующие:

- формирование сигналов предупредительной защиты ПЗ-1, ПЗ-2 при превышении вычисленного значения $Q_{I_ТВЭЛ}^{\max}$ предельно допустимого значения $Q_{I_ТВЭЛ}^{\text{доп}}$ в том же месте активной зоны;
- формирование сигналов предупредительной защиты ПЗ-1, ПЗ-2 при достижении вычисленного значения DNBR значения меньшего разрешенного значения (1.1 – для нормальной эксплуатации, 1.0 – для аварийных режимов).

При построении системы АКЭ был сделан ряд предположений:

- высотный профиль распределения локальной мощности одинаков во всех кассетах из которых нейтроны достигают БИК;
- высотный профиль можно описать в виде линейной комбинации трех базисных функций, которые могут быть

представлены как линейные комбинации $\sin(w \times x)$, при не очень больших « w » (до пятой гармоники по высоте, x – высота активной зоны);

- все возможные реализации радиального распределения можно интерполировать по положению трех рабочих групп СУЗ.

Структура связей между системами АКНП и АКЭ-АЛЗ показана на рис. 4.9.

Результаты численного моделирования поля энерговыделения, основанного на представлении решения во всей зоне в виде суперпозиции только двух аксиальных распределений, связанных априорно определяемыми коэффициентами между собой, показали, что такой метод приводит к заметным ошибкам. В определении локальной мощности в активной зоне ошибка может достигать величины порядка 70 %, а интегральной мощности – порядка 10 %. Такие ошибки возможны в случае глубокого погружения ОР СУЗ (9-й и 10-й групп ОР СУЗ) при снижении мощности до 40 %. Опыт эксплуатации системы подтвердил эти выводы.

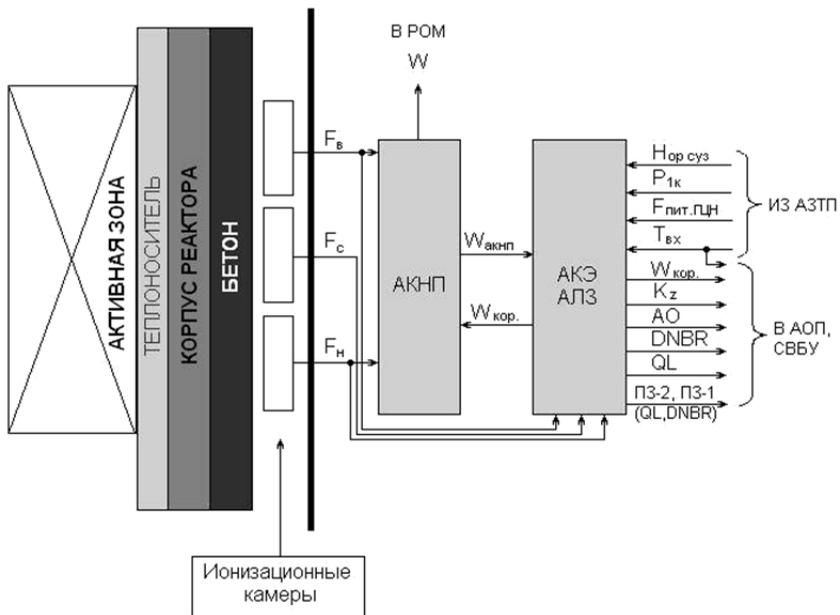


Рис. 4.9. Схематическое изображение связей между системами АКНП и АКЭ-АЛЗ

Система АКЭ-АЛЗ устроена таким образом, что коррекция мощности производится в пределах не более $|N_{\text{АКНП}} - N_{\text{АКЭ}}| < 8\%$ от $N_{\text{АКНП}}$. Данное ограничение делает невозможным использовать АКЭ при разгрузке блока до 50 % и 40 % мощности, когда отклонение может достигать величины $>12\%$, а коррекция очень важна для правильной оценки тепловой мощности реактора, чтобы предотвратить турбину от попадания в нежелательный тепловой режим. Поэтому актуальным становится обеспечение коррекции мощности по БИК до 15 %. Пока данная система используется на АЭС только в части коррекции показаний БИК для уточнения интегральной мощности реактора и то только в ограниченном диапазоне отклонений (до 8 %).

В существующей системе АКЭ-АЛЗ восстановление объёмного поля энерговыделения происходит с использованием табличной зависимости коэффициентов радиальной неравномерности локальной мощности в активной зоне, определяемой априори на основе результатов расчетов, полученных из системы ХОРТИЦА при различных положениях групп ОР СУЗ. Однако для более надежной и более точной оценки радиальной неравномерности мощности в активной зоне помимо показаний БИК необходимо оперативно иметь информацию о подогреве теплоносителя в центральной части активной зоны. На основе показаний БИК, данных о подогревах теплоносителя по петлям и центральной части активной зоны можно априори построить нелинейные регрессионные последовательности из полиномов, построенных по указанным измерениям. Коэффициенты в этих последовательностях определяются методом минимизации среднеквадратичного отклонения результатов расчета, выполненных при использовании выбранного базиса трехмерных функций с множителями при них в виде оговоренных выше регрессионных последовательностей, от результатов расчетов, полученных по трехмерным аттестованным и верифицированным программам и из системы ХОРТИЦА по реально измеренным данным. Исследования показали, что включение в состав регрессионных полиномиальных последовательностей, построенных с использованием показаний температурного контроля по петлям ГЦК и под крышкой реактора, снижает погрешность вычисления интегральной мощности и аксиального офсета мощности по модифицированному алгоритму АКЭ-АЛЗ на порядок по сравнению с алгорит-

мами, использующими информацию, полученную только от измерений на БИК.

В настоящее время во ВНИИАЭС, МИФИ и на Калининской АЭС полным ходом ведутся работы по совершенствованию алгоритмов системы АКЭ-АЛЗ. На первом этапе, так же как в существующей системе АКЭ-АЛЗ в модифицированном алгоритме, происходит варьирование различных параметров активной зоны и высоты погружения различных групп ОР СУЗ при разных значениях мощности реактора для определения априорных коэффициентов регрессионной последовательности полиномов. Данные полиномы составлены из выражений для токов, регистрируемых по БИК и показаний термопар на холодных и горячих петлях ГЦК и под крышкой реактора. Каждый полином является множителем на соответствующую трехмерную базисную функцию, выбираемую специальным образом, чтобы максимальным образом охватить все многообразие трехмерных распределений в активной зоне. В число базисных функций нужно включить распределения энерговыделений с максимально возможными радиальным перекосом, азимутальным перекосом и высотным перекосом и, соответственно, распределение с минимальными перекосами по трем основным направлениям. Конечно, базис не ограничивается данными распределениями, но они обязательны для того, чтобы было можно разложить произвольное распределение по выбранному базису с хорошей точностью. Описанный подход позволяет учесть возможные значительные перемещения СУЗ, приводящие к большой разнице в радиальном распределении локальной мощности и никак не определяемые с помощью показаний БИК.

Показано, что максимальная ошибка расчета локальной мощности при таком подходе имеет величину не больше 15 %. Причем, эта ошибка наблюдается в области расположения ОР СУЗ (т.е. в кассетах с минимальной мощностью). В среднем по объему активной зоны ошибка значительно меньше и составляет 3 %, а среднеквадратичная ошибка не превышает 5 %. Для кассет с максимальной мощностью среднеквадратичная ошибка не превышает 4 %.

Необходимым условием надежности предлагаемых методов и алгоритмов является наличие достоверной экспериментальной информации по ряду состояний активной зоны полученной в ходе пуска энергоблока на мощность в начале кампании после каждой

перегрузки топлива. В табл.4.1 представлены сравнительные характеристики алгоритмов используемых в имеющейся на АЭС в настоящее время системе АКЭ-АЛЗ и модифицированной системе АКЭ-АЛЗ.

Несколько слов об инерционности измерений и обработки результатов измерений. Показания БИК обрабатываются раз в 0.3 с, показания термопар раз в 1 с. Однако помимо измерительного запаздывания, имеется и физическое запаздывание тепловой мощности реактора от нейтронной мощности, которое составляет 4–5 с.

Таблица 4.1

Сравнительные характеристики различных алгоритмов системы АКЭ-АЛЗ

Характеристика модели	Используемая модель	Усовершенствованная модель
Коррекция мощности по БИК	Коэффициенты поправок зависят от высоты рабочей группы, от глубины выгорания и от температуры теплоносителя на входе в зону	Коэффициенты поправок определяются при варьировании высоты 10 и 9 управляющих групп и отдельно центрального стержня в 9-й группе (ц.с.), глубины выгорания, температуры теплоносителя на входе в реактор из холодных петель ГЦК и мощности реактора. Регрессионная полиномиальная последовательность строится, на основе показаний БИК, показаний температурных датчиков в холодных и горячих петлях ГЦК и показаний термопар под крышкой реактора
Представление поля энерговыделения	Декомпозиция поля на высотную и радиальную составляющую. Высотная составляющая – линейная комбинация синусов	Представление поля в виде линейной комбинации оптимальных трехмерных базисных функций, полученных на основании показаний внутриреакторных датчиков и результатов трехмерного расчета (по аттестованной модели) при варьировании различных параметров в активной зоне и высоты 9–10 групп ОР СУЗ и ц.с.

Характеристика модели	Используемая модель	Усовершенствованная модель
Влияние положений групп СУЗ и прочих параметров на поле энерговыделения	Табличная зависимость K_g от положений групп ОР СУЗ	Регрессионная нелинейная модель, аппроксимирующая экспериментальные данные и результаты расчетов нейтронного поля по трехмерной модели активной зоны
Зависимость показаний ИК от формы поля энерговыделения	Линейная зависимость от коэффициентов при синусах	Линейная зависимость от коэффициентов при полиномиальных членах в регрессионных последовательностях при базисных функциях
Соотношение погрешностей оценки поля энерговыделения по показаниям БИК, %	10	1

Здесь нужно задаться вопросом: а значение какой мощности необходимо знать на практике АЭС с ВВЭР-1000? На практике оперативно необходимо знать точно значение тепловой мощности реактора. Показания термопар на петлях измеряют тепловую мощность, а БИК – нейтронную мощность. В стационарных режимах и в режимах с небольшой скоростью изменения параметров активной зоны нейтронная мощность равна тепловой. Однако в быстрых процессах (к примеру при падении группы ОР СУЗ по сигналу УРБ) нейтронная мощность сильно отличается от тепловой. Поэтому для того чтобы аппроксимация тепловой мощности с помощью регрессионной последовательности, состоящей из показаний БИК и термопар, воспроизводила бы именно тепловую мощность, необходимо учесть запаздывание между нейтронной мощностью и тепловой, и показания БИК для регрессии корректируются соответствующим образом:

$$N_{approx} = \sum_m^M A_m P_m(J'_1, J'_2, \dots, J'_9, T_{hot_1}, \dots, T_{hot_4}, T_{cold_1}, \dots, T_{cold_4}, T_{up}), \quad (4.7)$$

где N_{approx} – тепловая мощность, аппроксимируемая регрессионной последовательностью, составленной из полиномов P_m ; T_{hot_i} – показание термопар в i -й горячей петле; T_{cold_i} – показание термопар в i -й холодной петле; T_{up} – показание термопар под крышкой реактора; J_i – ток, регистрируемый i -й БИК ($1 \leq i \leq 9$); J'_i – скорректированный ток на 1-й БИК по формуле:

$$T \frac{\partial J'_i}{\partial t} = -J'_i + J_i,$$

T – время запаздывания между значениями нейтронной и тепловой мощности в областях активной зоны, из которых регистрируются нейтроны деления ($\approx 4-5$ с).

Аппроксимация тепловой мощности по формуле (4.5) была проверена при моделировании режима со сбросом УРБ по программному комплексу ПРОСТОР. Показано, что приведенная аппроксимация вычисляет значение тепловой мощности активной зоны с максимальной погрешностью, не превышающей 1.5 %, в течение всего переходного режима вплоть до выхода на стационарный режим на уровне 38 % номинальной мощности. В настоящее время новые алгоритмы для системы АКЭ проверяются по экспериментальным данным Калининской АЭС.

Проблемы с измерением нейтронной мощности реактора по БИК аналогичны проблемам специальных измерений интегральной и дифференциальной характеристик групп ОР СУЗ и отдельных ОР СУЗ на МКУ и на мощности, а также эффективности аварийной защиты (падение всех ОР СУЗ) на МКУ. Проблемы с измерениями характеристик ОР СУЗ в реакторах ВВЭР-1000 изложены в следующем разделе.

4.2. Измерения основных нейтронно-физических характеристик активной зоны ВВЭР-1000 на АЭС

В настоящем разделе познакомимся с измерениями характеристик активной зоны, отвечающих за обеспечение ядерной безопасности реактора, а именно с измерениями следующих характеристик:

- «веса» различных групп ОР СУЗ на МКУ и мощности $\Delta\rho_{ep.CY3}$;
- «веса» аварийной защиты на МКУ («вес» ОР СУЗ при их падении в активную зону при одном застрявшем ОР СУЗ и «вес» всех ОР СУЗ) – $\Delta\rho_{CY3}$;
- коэффициента реактивности по температуре теплоносителя на МКУ и мощности $\partial\rho / \partial T_{H_2O}$;
- коэффициентов реактивности по мощности:

$$\partial\rho / \partial N|_{T_{av}=\text{const}} \quad \text{и} \quad \partial\rho / \partial N|_{T_{in}=\text{const}}.$$

Измерения на МКУ происходят для каждой топливной загрузки при пуске очередной кампании реактора, а измерения на мощности проводятся только при первом пуске энергоблока в ходе пусконаладочных работ. Измерения характеристик ОР СУЗ необходимы, в первую очередь, для определения величины отрицательной реактивности, вносимой отдельными группами ОР СУЗ и всеми ОР СУЗ в баланс нейтронов по активной зоне и сопоставление полученных величин с проектными значениями. Измерения коэффициентов реактивности, в первую очередь, необходимы для проверки обеспечения нужного по требованиям ПБЯ их знака. Поскольку на МКУ вес аварийной защиты минимален по сравнению с состояниями реактора на мощности, а коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя с учетом знака максимальны, то данных измерений достаточно для проверки требований ПБЯ к характеристикам активной зоны и проверки превышения проектного веса АЗ измеренного «веса». Только в случае подтверждения путем прямых измерений превышения (с учетом знака) проектного «веса» АЗ измеренного, все выводы ТОВ для данного энергоблока остаются справедливыми. Дополнительная цель данных экспериментов – верификация расчетных программ сопровождения эксплуатации и подтверждение их паспортных характеристик по точности расчетов интегро-дифференциального «веса» ОР СУЗ.

4.2.1. Измерения нейтронно-физических характеристик групп ОР СУЗ на АЭС с ВВЭР-1000

Измерения «веса» групп ОР СУЗ и «АЗ» проводятся с помощью регистрации тока в БИК и вычисления логарифмической производной по времени при конечном перемещении группы или всех ОР СУЗ. Данные результаты представляют последовательность временных измерений значений логарифмической производной от токов в БИК для одного перемещения ОР СУЗ. Зная величины доли запаздывающих нейтронов от их предшественников и времена жизни каждого предшественника, можно, зафиксировав временную последовательность логарифмических производных от токов, определить реактивность активной зоны при данном перемещении ОР СУЗ.

Однако вычисленная реактивность не определяет истинную реактивность всей активной зоны. Для того чтобы разобраться в расхождении между истинной и измеренной величиной реактивности отдельных групп ОР СУЗ или всей АЗ, необходимо обратить внимание на особенности измерений эффективности ОР СУЗ на АЭС с реактором ВВЭР-1000. Измерения проводятся с помощью БИК, которые располагаются на большом расстоянии от активной зоны. БИК регистрируют, как уже указывалось в предыдущем разделе, только нейтроны деления из двух периферийных рядов (по радиусу) ТВС и только из двух-трех ТВС в этих рядах, ближайших к нормали, проведенной от точки расположения камеры к боковой поверхности активной зоны. Поэтому при больших изменениях в пространственной неравномерности распределении числа делений в данных областях активной зоны при погружении группы ОР СУЗ измеренная реактивность может заметно отличаться от реальной реактивности, вносимой данной группой.

При погружении групп ОР СУЗ, расположенных в центральной области активной зоны относительная мощность периферийных ТВС заметно увеличивается. Данное увеличение частично компенсирует интегральное уменьшение нейтронного потока в активной зоне, и измеряемая по БИК реактивность оказывается больше полной реактивности, вносимой группой ОР СУЗ, погружаемой в центре зоны. В случае погружения периферийной группы ОР СУЗ от-

носительная мощность периферийных ТВС заметно снижается. Данное снижение усиливает интегральное уменьшение нейтронного потока в активной зоне и измеряемая по БИК реактивность оказывается меньше полной реактивности, вносимой периферийной группой ОР СУЗ. В точности к таким же выводам приводит сопоставление расчётных (выполненных по разным аттестованным программам) и измеренных данных. На мощности разница между эффективностью группы ОР СУЗ, измеренной с помощью БИК, и полной эффективностью этой группы может увеличиться или уменьшиться в зависимости от последовательности погружения и извлечения групп ОР СУЗ и длительности временных промежутков между экспериментами по измерению их характеристик. Это явление связано с нестационарным отравлением активной зоны ксеноном. Нестационарное отравление ксеноном может существенно перестроить объемное распределение энерговыделения и привести к ещё большему рассогласованию величин истинной и измеренной реактивности, чем на МКУ. Математически это можно проиллюстрировать следующим образом:

$$\begin{aligned}
 Q(x, y, z, t) = T(t)q(x, y, z, t), \frac{\partial \int q(x, y, z, t) dx dy dz}{\partial t} = 0; \\
 \int_{V_{\Sigma}} q(x, y, z, t) dx dy dz = 1, \quad (4.8)
 \end{aligned}$$

где $Q(x, y, z, t)$ – истинное пространственное распределение число делений в зоне; $q(x, y, z, t)$ – нормированное пространственное распределение число делений в зоне; $T(t)$ – суммарное по объёму зоны число делений;

$$\begin{aligned}
 \Delta \rho_{\Sigma} \approx \frac{1}{T} \frac{\partial T}{\partial t} l_{\text{эфф}}; \\
 \Delta \rho_{\text{БИК}} \approx \frac{1}{T} \frac{\partial T}{\partial t} l_{\text{эфф}} + \frac{\partial \ln \left(\int_{V_{\text{БИК}}} q(x, y, z, t) dx dy dz \right) l_{\text{эфф}}}{\partial t};
 \end{aligned}$$

$$A = \frac{\partial \ln \left(\int_{V_{\text{БИК}}} q(x, y, z, t) dx dy dz \right)}{\partial t},$$

V_{Σ} – объём активной зоны; $V_{\text{БИК}}$ – объём активной зоны с чувствительностью нейтронов деления, значимой для БИК; $l_{\text{эфф}}$ – время жизни нейтронов с учетом запаздывающих нейтронов.

Если $A > 0$, то $\Delta\rho_{\text{БИК}} > \Delta\rho_{\Sigma}$ (при уменьшении поля q в центре).

Если $A < 0$, то $\Delta\rho_{\text{БИК}} < \Delta\rho_{\Sigma}$ (при увеличении поля q в центре).

Описанное явление, вызванное пространственными эффектами при измерениях реактивности, приводит к заметному рассогласованию расчетных результатов, полученных по различным программам (даже довольно точным), с результатами измерений характеристик органов СУЗ. Приведем примеры сопоставления расчетных и измеренных характеристик ОР СУЗ для 1-й кампании 3-го блока Калининской АЭС и результаты анализа данного сопоставления.

На рис 4.10 и 4.11, соответственно, приведены картограмма 1-й топливной загрузки и схема расположения каналов ионизационных камер, органов регулирования СУЗ и их распределения по группам для 3-го блока Калининской АЭС. Станционные измерения реактивности, вносимые различными группами ОР СУЗ, проводились при регистрации нейтронных потоков на 3, 14, 25 каналах БИК. Численное моделирование этих экспериментов проводилось при использовании тех же БИК и том же их расположении в модели, что и на блоке.

Рассмотрим результаты расчетов, выполненных по программному комплексу ПРОСТОР [43] с использованием библиотеки нейтронных сечений, подготовленных по спектральной программе «UNK [44], нейтронно-физических характеристик 1-10 групп ОР СУЗ на МКУ ($0_{\text{эфф.суток}}$), объединив их 1-ю группу исследуемых расчетных данных.

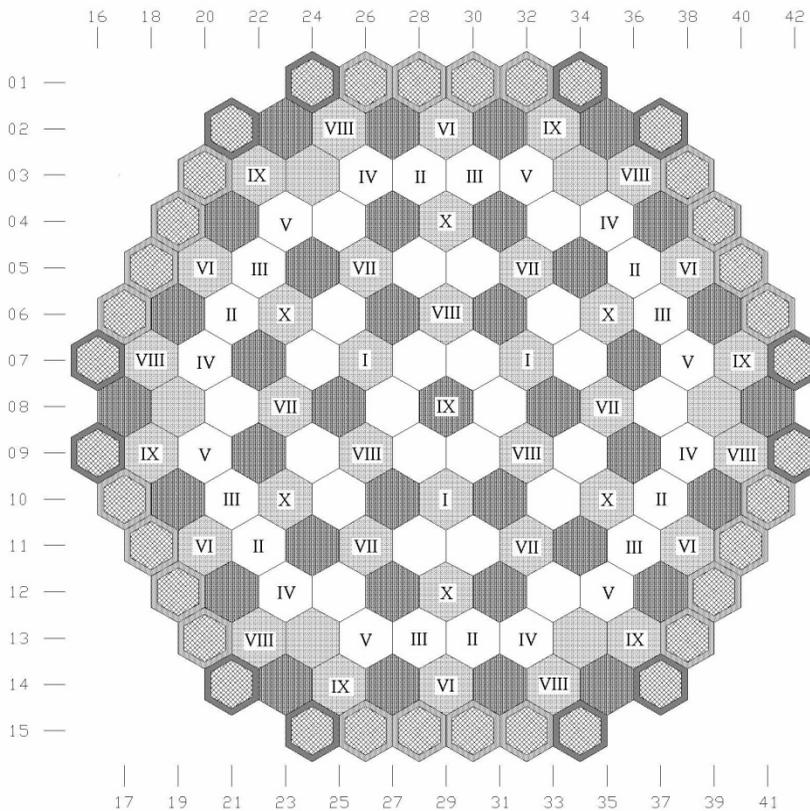


Рис. 4.10. Картограмма 1-й загрузки 3-го блока Калининской АЭС:



- обогащение по U - 235 1.3% - 48 ТВС



- обогащение по U - 235 2.2% - 42 ТВС



- среднее обогащение по U - 235 2.98% - 37 ТВС
(303 твэла с обогащением 3%, 9 твэгов с обогащением 2.4%)



- среднее обогащение по U-235 3.9% - 24 профилированных ТВС
(243 твэла с обогащением 4.0%, 60 твэлов с обогащением 3.6%,
9 твэгов с обогащением 3.3%)



- среднее обогащение по U-235 3.9% - 12 профилированных ТВС
(240 твэлов с обогащением 4.0%, 66 твэлов с обогащением 3.6%,
6 твэгов с обогащением 3.3%)

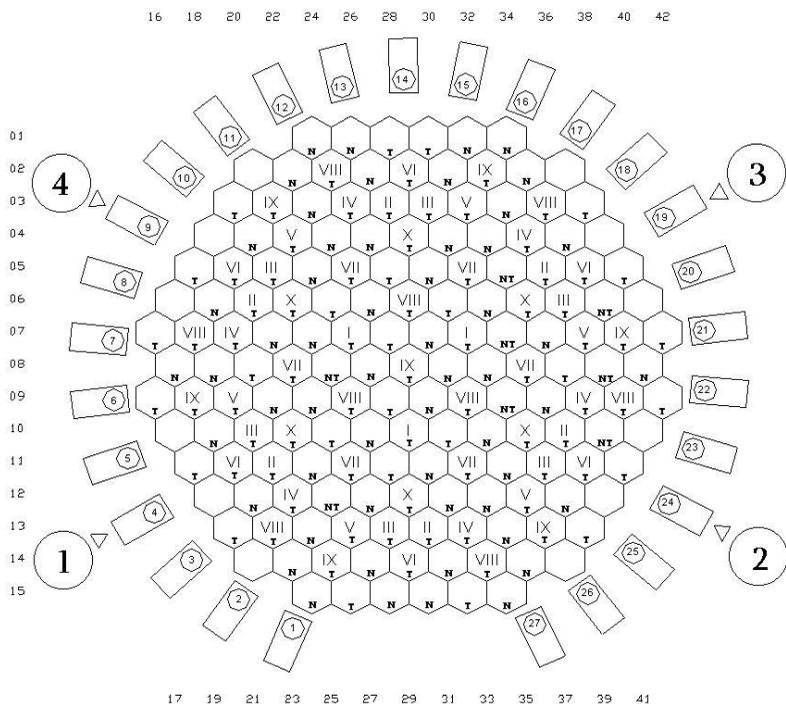


Рис. 4.11. Схема расположения каналов БИК, ОР СУЗ, температурных датчиков и сборок ДПЗ для 3-го блока Калининской АЭС:

-  – номер канала ИК;
-  – номер группы ОР СУЗ;
– наличие сборок ДПЗ (датчиков термомониторинга);
-  – номер петли

Для сопоставления расчетные и измеренные результаты из 1-й группы исследуемых данных приведены на рис. 4.12–4.13 и в табл. 4.2.

Рассмотрены также и результаты расчетов на 75 % уровне мощности ($22_{\text{эфф.сут.}}$) при поочередном погружении групп ОР СУЗ в активную зону при положении всех остальных групп вне активной зоны (на ВКВ), при погружении групп с номером отличным от 10-

го, положение 10-й группы на МКУ и на мощности составляло 80-82% извлечения из зоны. Результаты данных расчетов составили 2-ю группу исследуемых данных и помещены в табл. 4.3 и на рис. 4.14. - 4.15. Поскольку эффект реактивности по мощности отрицателен, то на мощности измерения «веса» всех групп ОР СУЗ занижают их вес по сравнению с реальным «весом», и для групп в центральной части зоны усиливают пространственный эффект.

Таблица 4.2

Эффективность отдельных групп ОР СУЗ на МКУ
для 1-й топливной загрузки 3-го блока Калининской АЭС

Положения групп ОР СУЗ, %	Данные АЭС	ПРОСТОР (статика)
	Реактивность, вносимая отдельными группами ОР СУЗ $ \Delta\rho $, %	
$H_{10} = 80, H_1 = 0$	0.148 ± 0.007	0.151
$H_{10} = 80, H_2 = 0$	0.58 ± 0.03	0.57
$H_{10} = 80, H_4 = 0$	0.62 ± 0.03	0.62
$H_{10} = 80, H_6 = 0$	1.02 ± 0.04	0.97
$H_{10} = 80, H_7 = 0$	0.41 ± 0.02	0.41
$H_{10} = 80, H_8 = 0$	1.22 ± 0.05	1.18
$H_{10} = 80, H_9 = 0$	1.00 ± 0.04	0.96
$H_{10} = 100-0$	0.48 ± 0.02	0.47

Примечания: 1. $T = 0$ эфф. сут., МКУ, $T_{вх} = 280$ °С, $P_{1К} = 15.6$ МПа. 2. Погружение в активную зону одной группы ОР СУЗ при положении 10-й группы ОР 80 %, остальные группы ОР – на ВКВ.

И наконец, разберём результаты расчетов нейтронно-физических характеристик 9-й группы ОР СУЗ при полностью погруженной 10-й группы на МКУ, 40 % и 75 % уровнях мощности в следующие моменты кампании: $0_{эфф.суток}$, $5.8_{эфф.суток}$ и $22_{эфф.суток}$. Здесь же проанализируем результаты расчетов характеристик 8-й группы ОР СУЗ при полностью извлеченных остальных группах ОР СУЗ на 40 % уровне мощности на $5.8_{эфф.суток}$. Результаты всех этих расчетов были объединены в 3-ю группу исследуемых данных и помещены в табл. 4.4 и на рис 4.16–4.17.

На рис 4.12, 4.14, приведены вычисленные в статике и измеренные «веса» отдельных групп ОР СУЗ, а на рис. 4.13 и 4.15 приведены относительные отклонения расчетных «весов» от измеренных значений. Сопоставление результатов расчета с измеренными данными указывает на заметное рассогласование в отдельных случаях между полученными расчетными и измеренными данными. На МКУ наблюдается заметное занижение (на 5–7 %) полного «веса» периферийных групп ОР СУЗ (6, 8, 9) по сравнению с экспериментально измеренным весом. На мощности заметная разница в расчетных и измеренных данных наблюдается для групп ОР СУЗ, расположенных внутри активной зоны (1, 2, 4, 7, 10).

Отмеченное рассогласование расчетных и измеренных данных по определению «весов» отдельных групп ОР СУЗ объясняется описанным выше явлением, связанным с особенностями измерений реактивности по БИК. Причем данное рассогласование увеличивается для состояний активной зоны на мощности. Это объясняется тем, что на мощности возникает, помимо эффектов нестационарного ксенонового отравления зоны, ещё одна неточность, связанная с измерениями реактивности при разовом перемещении группы ОР СУЗ. Реактивность, вносимая в баланс нейтронов разовым перемещением ОР СУЗ (2 см), происходит за 1 с, и исключить полностью проявления обратных связей по мощности невозможно. Поэтому реактивность от перемещения ОР СУЗ, которая методически не должна содержать никаких поправок по мощности, является не чистой реактивностью, вносимой одними ОР СУЗ, а суммарной реактивностью, часть из которой приходится на эффект реактивности по мощности.

Поскольку эффект реактивности по мощности отрицателен, то на мощности измерения «веса» всех групп ОР СУЗ занижают их вес по сравнению с реальным «весом», и для групп в центральной части зоны усиливают пространственный эффект.

На рис. 4.18 показаны характерные зависимости изменения нейтронной мощности при внесении положительной реактивности от времени за счет извлечения группы ОР СУЗ на 10 см за 20 с без учета обратных связей по мощности и с учетом этих связей (как в эксперименте).

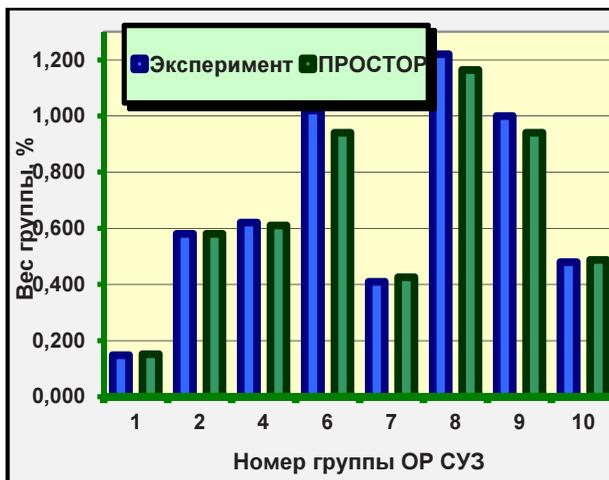


Рис. 4.12. Расчетный и измеренный веса отдельных групп ОР СУЗ при их погружении в активную зону на МКУ. Первая группа расчетных и измеренных данных

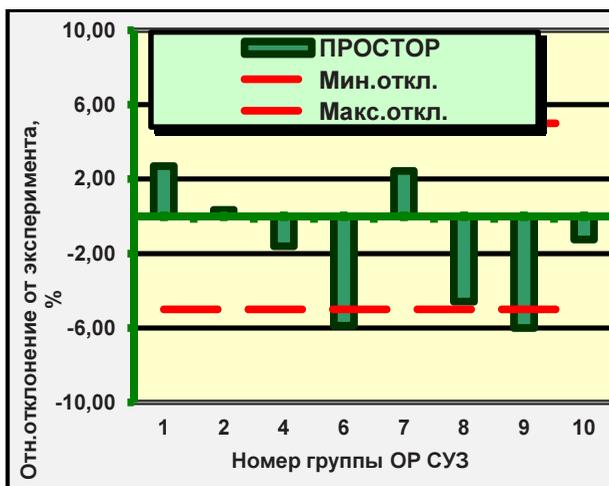


Рис. 4.13. Относительное отклонение расчетного веса отдельных групп ОР СУЗ при их погружении на МКУ от измеренного. Первая группа расчетных и измеренных данных

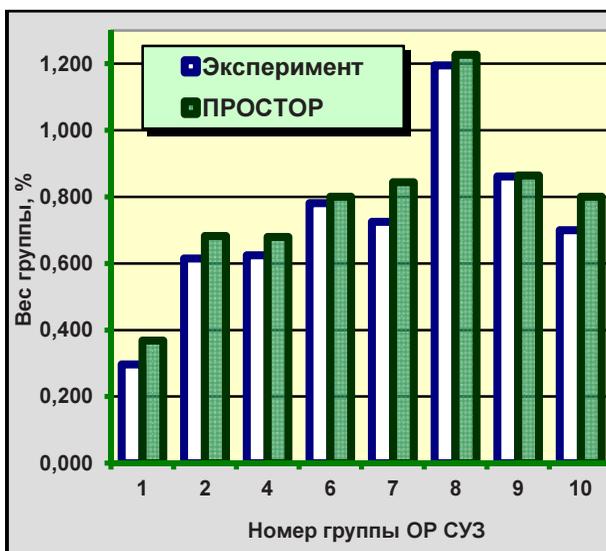


Рис. 4.14. Расчетный и измеренный веса отдельных групп ОР СУЗ при их погружении в активную зону на 75 % $N_{\text{ном}}$. Вторая группа расчетных и измеренных данных

Таблица 4.3

Весы отдельных групп ОР СУЗ на 22 эфф. суток для 1-й топливной загрузки 3-го блока Калининской АЭС на мощности 75 % $N_{\text{ном}}$

Положения групп ОР СУЗ, %	Данные АЭС	ПРОСТОР (статика)
	Реактивность, вносимая отдельными группами ОР СУЗ $ \Delta\rho $, %	
$H_{10} = 80, H_1 = 0$	0.297 ± 0.03	0.327
$H_{10} = 80, H_2 = 0$	0.615 ± 0.04	0.670
$H_{10} = 80, H_4 = 0$	0.624 ± 0.04	0.690
$H_{10} = 80, H_6 = 0$	0.781 ± 0.05	0.810
$H_{10} = 80, H_7 = 0$	0.725 ± 0.05	0.764
$H_{10} = 80, H_8 = 0$	1.195 ± 0.07	1.235
$H_{10} = 80, H_9 = 0$	0.861 ± 0.05	0.884
$H_{10} = 100-0$	0.700 ± 0.04	0.750

Примечания: 1) $T = 22$ эффективных суток, $T_{\text{вх}} = 285$ °С, $P_{\text{К}} = 15.6$ МПа. 2) Погружение в активную зону отдельной группы ОР СУЗ при положении 10-й группы ОР СУЗ 82 %, остальные группы ОР – на ВКВ.

Исключение составляет «вес» периферийных групп, для которых пространственный эффект имеет противоположный знак и может перевешивать эффект обратных связей. При этом или измеренный «вес» остается больше реального (рис. 4.17), или оба эффекта взаимно компенсируют друг друга (см. рис. 4.15).

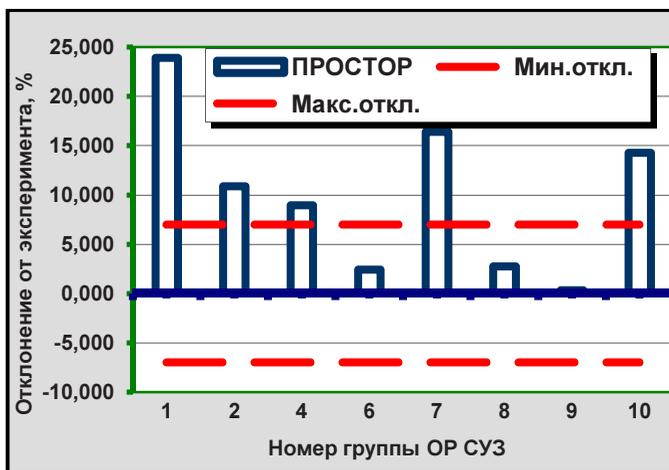


Рис. 4.15. Относительное отклонение расчетного веса отдельных групп ОР СУЗ при их погружении на 75 % $N_{ном}$ от измеренного. Вторая группа расчетных и измеренных данных

С целью уменьшения вышеуказанного рассогласования между результатами статического расчета и измеренными данными необходимо в расчетных исследованиях максимальным образом точно воспроизвести условия эксперимента по измерению эффективности групп ОР СУЗ, для того чтобы сравнивать величины, определяемые одинаковым образом. Для демонстрации уменьшения указанного рассогласования представлены результаты численных экспериментов по программному комплексу ПРОСТОР с моделью регистрации нейтронного потока на БИК.

Было проведено динамическое моделирование всех условий проведения эксперимента на 3-м блоке Калининской АЭС для 1-й загрузки, в результате которого рассчитывалась величина реактивности по БИК $\Delta\rho_{БИК}$, вносимая измеряемой группой ОР СУЗ. Затем по тому же комплексу величина реактивности рассчитывалась в статическом приближении ($\Delta\rho_{стат}$).

Таблица 4.4

Весы 8, 9, 10-й групп ОР СУЗ при их различном взаимном положении для отобранных состояний активной зоны для 1-й топливной загрузки 3-го блока Калининской АЭС

Момент кампании, эфф.с. Мощность, %. Положения групп ОР СУЗ, %.	Данные АЭС	ПРОСТОР+ HARD_NUT (статика)
	Реактивность, вносимая отдельными группами ОР СУЗ $ \Delta\rho $, %	
0 суток, МКУ, $H_{10} = 0$, $H_9 = 0$	1.196 ± 0.07	1,150
5.8 суток, $40\%N_{\text{НОМ}}$, $H_{10} = 0$, $H_9 = 0$	1.143 ± 0.07	1,089
22 сутки, $75\%N_{\text{НОМ}}$, $H_{10} = 0$, $H_9 = 0$	1.125 ± 0.07	1,078
0 суток, МКУ, $H_{10} = 0$, $H_9 = 0$, $H_8 = 0$	1.554 ± 0.07	1,490
5.8 суток, $40\%N_{\text{НОМ}}$, $H_{10} = 0$, $H_9 = 0$, $H_8 = 0$	1.536 ± 0.07	1,522
5.8 суток, $40\%N_{\text{НОМ}}$, $H_{10} = 0$	0.633 ± 0.04	0,680
22 сутки, $75\%N_{\text{НОМ}}$, $H_{10} = 0$	0.700 ± 0.05	0,750

При расчете статической реактивности на мощности пространственное распределение ксенона по объёму активной зоны принималось равновесным при начальной конфигурации ОР СУЗ в зоне: 1–9 группы полностью извлечены из зоны, 10-я группа извлечена на 80–82 %. Расчеты статической реактивности проводились для данного равновесного пространственного распределения ксенона без его изменения при погружении отдельных групп ОР СУЗ.

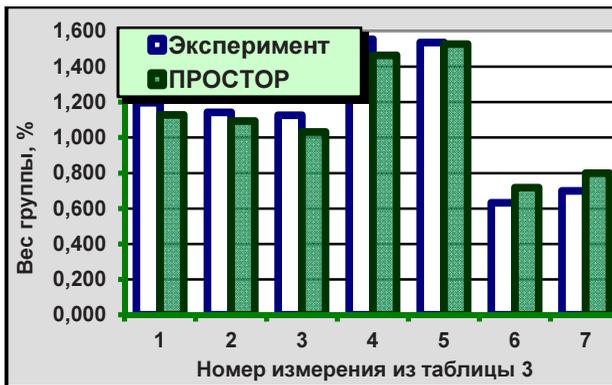


Рис. 4.16. Расчетный и измеренный веса отдельных групп ОР СУЗ для отобранных состояний активной зоны. Третья группа расчетных и измеренных данных

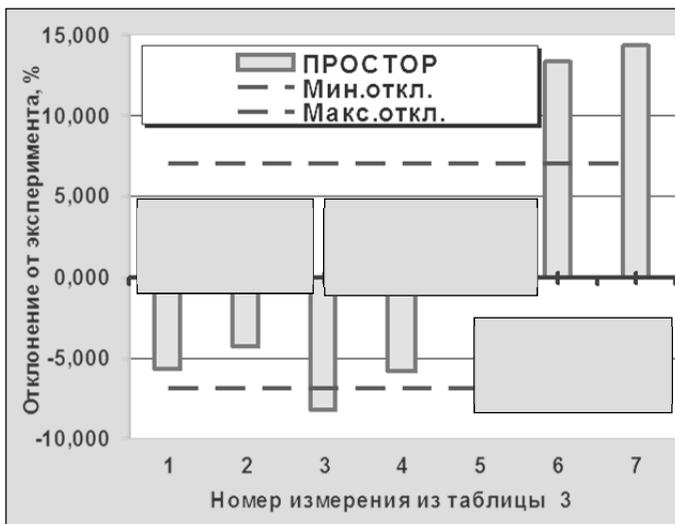


Рис. 4.17. Относительное отклонение расчетного веса отдельных групп ОР СУЗ для отобранных состояний активной зоны от измеренного., описание которых дано в табл.4.4. Третья группа расчетных и измеренных данных

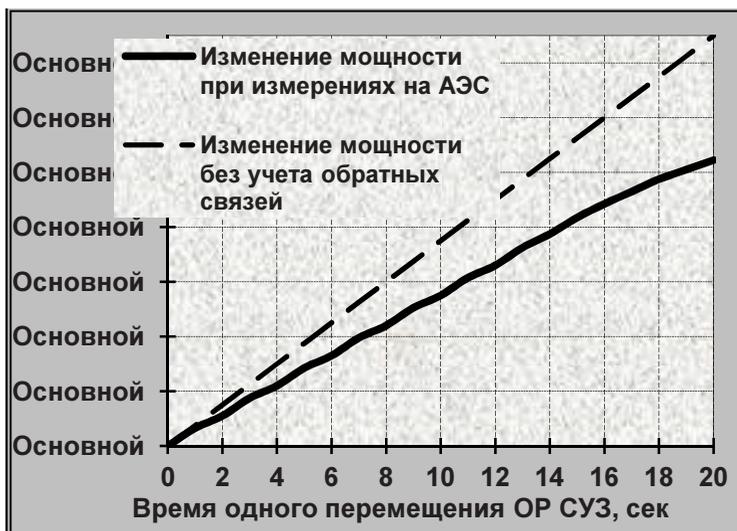


Рис. 4.18. Зависимость нейтронной мощности от времени при извлечении группы ОР СУЗ на 10 см за 20 с

Рассчитанные на МКУ по динамической модели величины реактивности сравнивались с результатами измерений (рис 4.19 и 4.20). Для 1-й группы сопоставляемых данных максимальное относительное отклонение расчетной реактивности по БИК от измеренной реактивности уменьшается с 6 до 2.3 %. Все отклонения расчетных величин реактивности от измеренных значений на МКУ находятся в пределах $\pm 2.5\%$. Данные пределы находятся внутри доверительного интервала, равного для измеряемых величин $\pm 5\%$.

Рассчитанные на мощности по динамической модели величины реактивности сравнивались с результатами измерений (см. рис. 4.19. и 4.20). Для 2-й и 3-й групп сопоставляемых данных максимальное относительное отклонение расчетной по БИК реактивности от измеренной реактивности уменьшается с 22 до 2.5%. Все отклонения расчетных величин реактивности от измеренных значений на мощности находятся в пределах $\pm 2.5\%$. Данные пределы находятся внутри доверительного интервала, установленного для измеряемых величин реактивности и равного $\pm 7\%$.

Что касается среднеквадратичного отклонения рассчитанных в динамике величин реактивности от измеренных значений по всем группам отобранных данных, то эта величина не превышает 1.5%. Конечно, для вычисления окончательной погрешности необходимо учесть погрешность модели регистрации нейтронов на БИК, но для целей настоящего пособия это не принципиально. В результате сопоставления результатов расчета эффективности отдельных групп ОР СУЗ, выполненных по программному комплексу ПРОСТОР, с данными измерений, проведенных в ходе пуска 3-го блока Калининской АЭС, и анализа полученных результатов, были продемонстрированы масштабы различных эффектов, имеющих место при измерениях характеристик ОР СУЗ на АЭС. Один эффект связан с пространственным перераспределением нейтронного поля в активной зоне, другой с действием обратных отрицательных связей на мощности и последний эффект связан с пространственным нестационарным отравлением активной зоны ксеноном.

Отсюда следуют очень важные выводы, касающиеся определения точности программ расчетного сопровождения эксплуатации. Для представительного сравнения расчетных и измеренных «весов» групп ОР СУЗ необходимо проведение динамических расчетов по исследуемому коду с привлечением достоверной модели

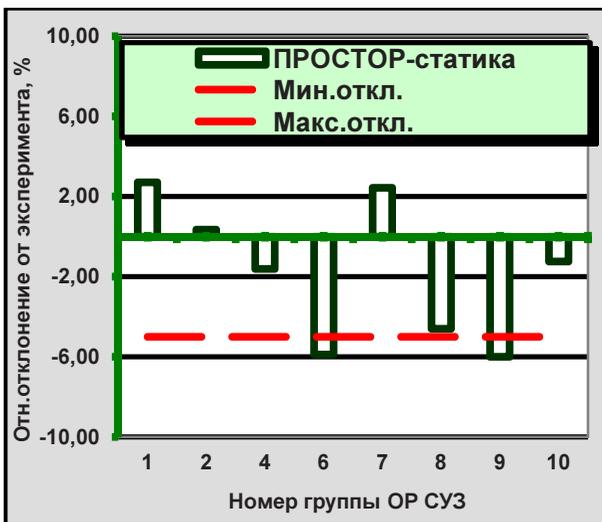


Рис. 4.19. Относительное отклонение расчетного «веса» отдельных групп ОР СУЗ в статике на МКУ от измеренного. Первая группа расчетных и измеренных данных

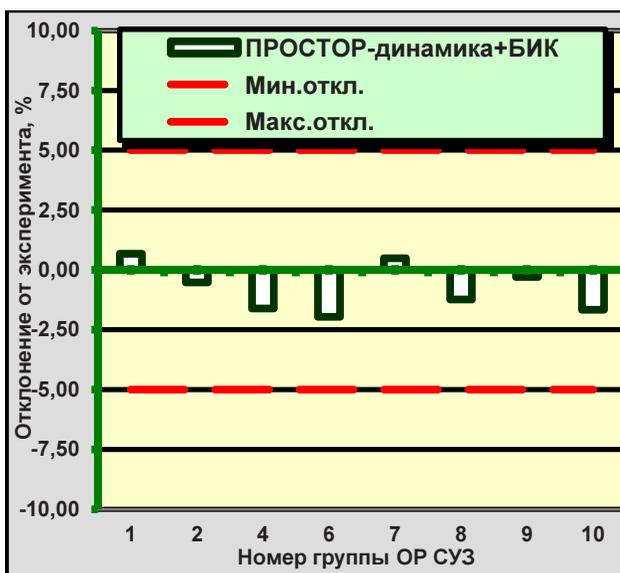


Рис. 4.20. Относительное отклонение расчетного «веса» отдельных групп ОР СУЗ в динамике по БИК на МКУ от измеренного. Первая группа расчетных и измеренных данных

регистрации нейтронного потока в тех же местах расположения БИК, что и на энергоблоке. Расчет реактивности должен проводиться по станционной методике. Можно, конечно, проводить динамические расчеты не по исследуемому коду, а по другой аттестованной программе, например, программе NOSTRA или аналогичной ей, основываясь на том, что величина $k_{corr} = \Delta\rho_{БИК}/\Delta\rho_{стат}$ имеет погрешность гораздо меньшую, чем погрешность расчета величин $\Delta\rho_{БИК}$ и $\Delta\rho_{стат}$ по этой же программе. Однако в любом случае нужно оценить разброс в величинах k_{corr} . Исследования по программному комплексу ПРОСТОР показали, что данный разброс для 25-ти обработанных измерений составляет диапазон от 0.7 до 1.25 без учета погрешности модели регистрации нейтронного потока на БИК. Если известна максимальная величина k_{corr} , то погрешность расчетного кода с учетом погрешности измерений можно оценить по следующей формуле:

$$\delta_{code} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N K_{corr_i}^2 (\Delta\rho_{code_i} / K_{corr_i} - \Delta\rho_{exp_i} \pm \delta_{exp})^2}; \quad (4.9)$$

$$\delta_{code} < \sqrt{\frac{\max_i K_{corr_i}^2}{N} \sum_{i=1}^N (\Delta\rho_{code_i} / K_{corr_i} - \Delta\rho_{exp_i})^2 + \delta_{exp}^2};$$

$$\delta_{code} < \sqrt{\max_i K_{corr_i}^2 \times \delta_{code}^{dyn\ 2} + \delta_{exp}^2},$$

где $\Delta\rho_{code_i}$ – величина статической расчетной реактивности при i -м измерении; $\Delta\rho_{code_i}^{dyn}$ – величина динамической расчетной реактивности по БИК при i -м измерении; δ_{code} – погрешность расчетной программы; δ_{exp} – погрешность измерений;

$$K_{corr_i} = \frac{\Delta\rho_{code_i}^{dyn}}{\Delta\rho_{code_i}}, \quad 1 \leq i \leq N,$$

N – число измерений.

Конечно, для каждого кода величина $\max_i K_{corr_i}$ будет своя, но сильно эти величины не отличаются друг от друга. К примеру, для 1-й загрузки 3-го блока Калининской АЭС по программе NOSTRA

эта величина не превышает 1.28, по п/к ПРОСТОР – 1.22, по п/к РАДУГА – 1.25. Более того, можно утверждать, что максимальные величины $\max_i K_{corr_i}$ находятся в диапазоне от 1.2 до 1.3 для всех

топливных загрузок, встречающихся на практике ВВЭР-1000. Приведенные цифры не так уж важны для понимания обсуждаемых проблем, но определенное представление о порядке величин необходимо иметь, так как на практических занятиях на МФА РУ с ВВЭР-1000 это поможет ориентироваться в полученных результатах. Последнее, на что хотелось бы обратить внимание при обсуждении вопросов, связанных с погрешностью расчета эффективности ОР СУЗ, это то, что реактивность определяется в долях запаздывающих нейтронов на АЭС. Динамика поведения нейтронной потока или нейтронной мощности по времени определяется именно этой реактивностью (при условии, что эта величина существенно меньше 1 – $T_{зап} \approx (\beta_{эфф} - \rho_0) / \lambda \rho_0$ (см. главу 2)). С точки зрения безопасности темп изменения нейтронной мощности по времени и является параметром, определяющим уровень безопасности или степень защищенности реактора.

Однако этот темп определяется через реактивность в долях запаздывающих нейтронов только в безаварийных динамических режимах. В аварийных режимах при быстром разгоне реактора лучше пользоваться понятием балансной реактивности, измеряемой в процентах или относительных долях. При расчете статической реактивности определяется именно балансная реактивность (соотношение между числом нейтронов делений и числом нейтронов, поглощенных в зоне и испытавших утечку из неё). Поскольку измеренная реактивность получается в долях запаздывающих нейтронов, то возникает дополнительная неопределенность, связанная с долей запаздывающих нейтронов. Оценки погрешности расчета реактивности по формуле (4.9) получены в предположении точного знания величины β . До сих пор эта неопределенность сохраняется при обработке результатов измерений и переходе от величины реактивности в долях β к величине в относительных единицах. Пока на АЭС пользуются расчетными величинами долей запаздывающих нейтронов в шести группах по штатным программам сопровождения. Понятие штатной программы связано с включением этой программы в руководящие документы эксплуатирующей ор-

ганизации, которая дает разрешение проводить расчеты нейтронно-физических характеристик активной зоны в ходе эксплуатации конкретного типа реактора, в данном случае ВВЭР.

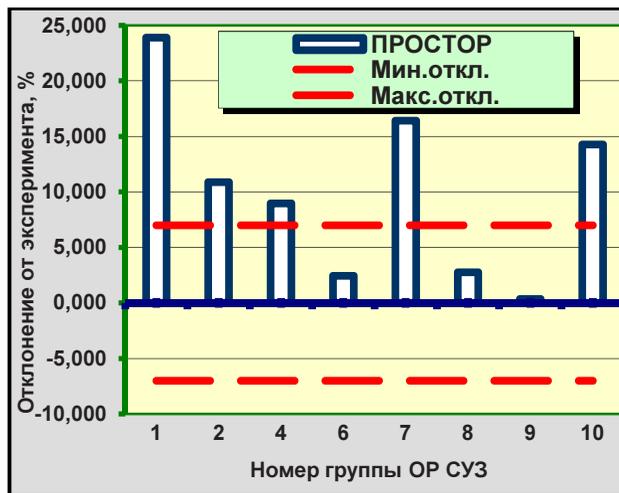


Рис. 4.21. Относительное отклонение расчетного «веса» отдельных групп ОР СУЗ в статике на 75 % $N_{\text{ном}}$ от измеренного. Вторая группа расчетных и измеренных данных

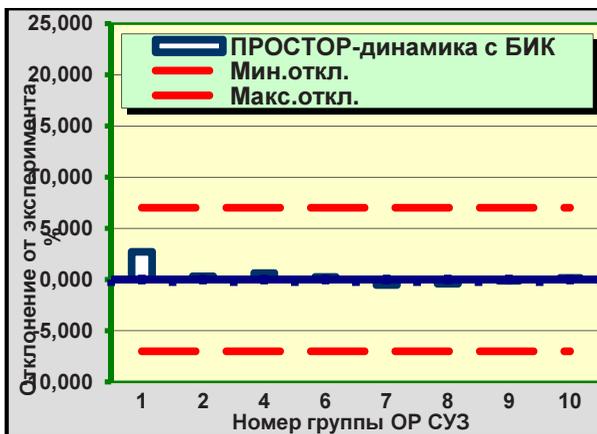


Рис. 4.22. Относительное отклонение расчетного «веса» отдельных групп ОР СУЗ в динамике по БИК на 75 % $N_{\text{ном}}$ от измеренного. Вторая группа расчетных и измеренных данных

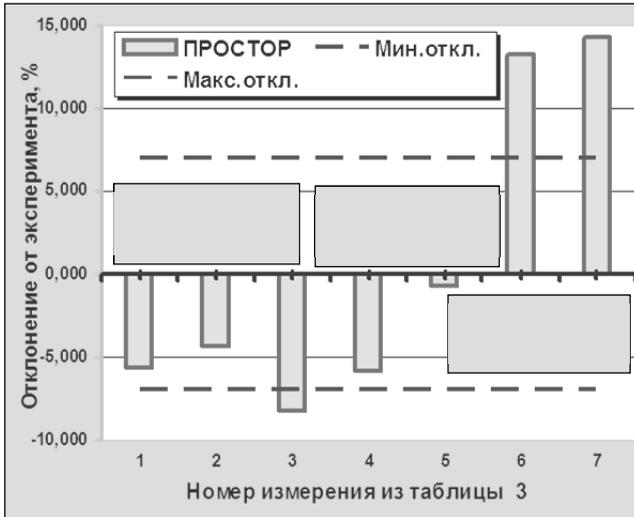


Рис. 4.23. Относительное отклонение расчетного веса отдельных групп ОР СУЗ от измеренного для третьей группы данных на мощности



Рис. 4.24. Относительное отклонение расчетного веса отдельных групп ОР СУЗ в динамике по БИК от измеренного для третьей группы данных на мощности

4.2.2. Определение «веса» аварийной защиты на АЭС с ВВЭР-1000

Одной из важнейших характеристик реактора, по которой можно судить об уровне безопасности активной зоны, является «вес» аварийной защиты. Поскольку «вес» аварийной защиты существенно зависит от конфигурации нейтронных полей в объеме активной зоны, то для каждой топливной загрузки желательно знать эту характеристику в зависимости от мощности и момента кампании. Однако измерения на АЭС регулярно проводятся только на МКУ при каждом пуске энергоблока после перегрузки топлива. Этих измерений достаточно для реакторов ВВЭР-1000 по двум причинам. Одна причина в том, что с увеличением мощности и выгорания топлива эффективность аварийной защиты возрастает. Происходит это потому, что нейтронные поля по радиусу активной зоны уплощаются при возрастании мощности за счет обратных отрицательных связей и выравнивания энерговыделения с выгоранием топлива. Уплотнение полей приводит к возрастанию нейтронного поля в областях с меньшей реактивностью (т.е. где размещается ОР СУЗ) и уменьшению поля в областях с большой реактивностью (т.е. где нет ОР СУЗ). Возрастание ценности нейтронов в областях зоны с ОР СУЗ увеличивают их эффективность. Данные выводы справедливы только для веса всей аварийной защиты, когда всю активную зону условно можно разбить на две области: на периферийную область, где отсутствуют ОР СУЗ, и остальную часть, которая хорошо перекрывается всеми ОР СУЗ. Другая причина кроется в том, что в любом аварийном процессе при срабатывании АЗ реактор за 2–3 с переводится на МКУ и знать надо эффективность всех ОР СУЗ именно в этом состоянии.

При измерении веса АЗ возникают те же проблемы, о которых шла речь в предыдущем разделе при измерениях эффективности отдельных групп ОР СУЗ. Только в этом случае, когда перемещаются сразу все ОР СУЗ, описанные выше эффекты проявляются более заметно. Причем в отличие от взвешивания отдельных групп, данные эффекты проявляются однозначным образом, а именно вес АЗ, измеренный по БИК, всегда меньше реального, так как относительное число делений увеличивается в периферийных ТВС при падении всех ОР СУЗ.

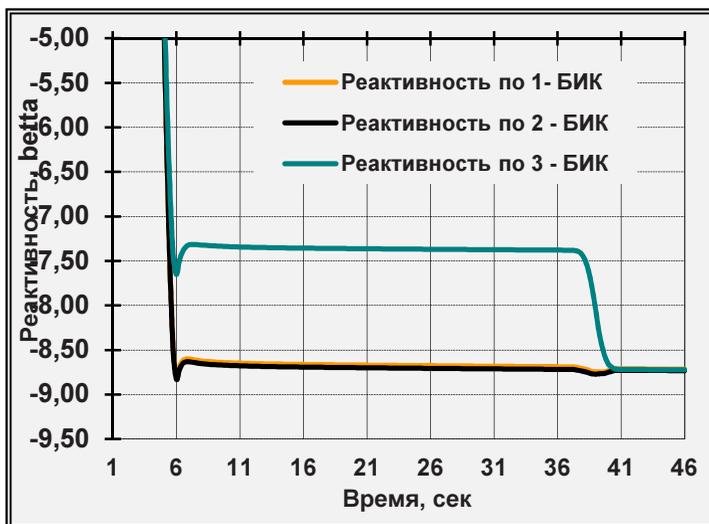


Рис. 4.25. Зависимость реактивности от времени при сбросе ОР СУЗ на МКУ в начале 1-й кампании 3-го блока Калининской АЭС (застревание стержня в ТВС с координатами 1138)

Во время измерений токи и их производные, регистрируемые на БИК, идут на обработку в модель реактиметра. По данной модели вычисляется величина реактивности на фиксируемом стационарном участке в течение 20–40 с. Измерения веса АЗ происходит в два этапа. На первом этапе падают ОР СУЗ без одного самого ценного для данной топливной загрузки (выбирается расчетным путём заранее) и определяется реактивности АЗ без одного ОР СУЗ. На втором этапе добрасывается данный стержень СУЗ и определяется полный «вес АЗ». На рис. 4.25 показаны результаты обработанных моделью реактиметра записи показаний трех БИК при измерениях эффективности АЗ на АЭС. Проведение экспериментов с добросом одного ОР СУЗ необходимо для определения эффективности АЗ без одного самого ценного ОР СУЗ и сопоставление полученного результата с проектными данными для анализа последствий различных аварий.

Для ознакомления с реальными цифрами приведем результаты измерений и расчетов по различным аттестованным программам веса АЗ на МКУ для 1-й и 2-й топливных загрузок 3-го блока Ка-

лининской АЭС. В табл. 4.5 помещены результаты измерений и расчетов АЗ для 1-й загрузки при застревании ОР СУЗ в ТВС со стационарными координатами 13–36. В табл. 4.6 помещены результаты измерений и расчетов АЗ для 1-й загрузки при застревании ОР СУЗ в ТВС со стационарными координатами 11–38. В табл. 4.7 помещены результаты измерений и расчетов АЗ для 2-й загрузки при застревании ОР СУЗ в ТВС со стационарными координатами 13–22.

Таблица 4.5

Эффективность аварийной защиты реактора, эффективность «застрявшего» ОР СУЗ (13-36) и полная эффективность АЗ

Параметр	Значение				
	Данные АЭС	Расчет			
		БИПР-7А Статика	NOSTRA Динамика	ПРОСТОП	
$T_{эф}$,эфф.сут	0	0	0	0	
$N_z\%/N_{ном}$	$3.0 \cdot 10^{-1}$	0	$3.0 \cdot 10^{-1}$	$3.0 \cdot 10^{-1}$	
$H_1-H_9, \%$	100	100	100	100	
$H_{10}, \%$	90	90	90	90	
$N_{группы}/$ ОР СУЗ	9/13-36	9/13-36	9/13-36	9/13-36	
$C_{бор}$, г/кг	6.80	6.85	6.85	6.80	
$T_{вх}$, °C	280.7	280.7	280.7	280.7	
ΔT , °C	~ 0	~ 0	~ 0	~ 0	
P_1 , МПа	15.74	15.6	15.6	15.8	
$\Delta \tau$, с	20	20	20	20	
$\beta_{эф}$, %	0.74	0.74	0.74	0.74	
				Динамика	Статика
$\Delta \rho_{аз}, \%$	4.52 ± 0.22	5.62	5.40	4.65	6.13
$\Delta \rho_{ор}, \%$	1.92 ± 0.19	1.63	1.64	1.80	1.75
$\Delta \rho_{аз\Sigma}, \%$	6.44 ± 0.32	7.25	6.44	6.45	7.93

Для 1-й загрузки были проведены измерения при застревании стержней СУЗ с различными координатами. Цель исследования – зависимость веса АЗ без одного стержня в зависимости от местоположения застрявшего стержня по отношению к ближайшей БИК. Очевидно, что «вес» одного ОР СУЗ, расположенного вне зоны прямой видимости ближайшей камеры, окажется по измерениям

(по модулю) меньше реального «веса», а «вес» ОР СУЗ, расположенного прямо против камеры, окажется больше реального. Как ни странно, но о реальном весе ОР СУЗ можно судить в данном случае только по расчетным данным.

Таблица 4.6

Эффективность аварийной защиты реактора, вес «застревшего» ОР СУЗ (11–38) и полная эффективность АЗ на Калининской АЭС: блок № 3, 1 – топливная загрузка

Параметр	Значение					
	Данные АЭС	Расчет				
		БИПР-7А Статика	NOSTRA Динамика	ПРОСТОП		
$T_{эф}$,эф.сут.	0	0	0	0		
N , % $N_{ном}$	$3.0 \cdot 10^{-1}$	$3.0 \cdot 10^{-1}$	$3.0 \cdot 10^{-1}$	$3.0 \cdot 10^{-1}$		
H_1-H_9 , %	100	100	100	100		
H_{10} , %	90	90	90	90		
$N_{группы}$ /ОР СУЗ	9 / 11-38	9 / 11-38	9 / 11-38	9 / 11-38		
$C_{бек}$, г/кг	6.80	6.80	6.80	6.80		
$T_{вх}$, °C	280.7	280	280	280.7		
ΔT , °C	~ 0	~ 0	~ 0	~ 0		
P_1 , МПа	15.74	15.6	15.6	15.74		
$\Delta \tau$, с	20	20	20	20		
$\beta_{эф}$, %	0.74	0.74	0.74	0.74		
				Динамика	Статика	
$\Delta \rho_{аз}$, %	5.33 ± 0.27	5.89	6.14	5.37	6.41	
$\Delta \rho_{ор}$, %	1.11 ± 0.11	1.36	0.30	1.06	1.45	
$\Delta \rho_{аз\Sigma}$, %	6.44 ± 0.32	7.25	6.44	6.43	7.86	

При застревании стержня с координатами 13–36 (против ближайшей камеры) «вес» стержня равен 1.92 %. Данный «вес» больше расчетного «веса» в статике (1.63–1.75 %). При застревании ОР СУЗ в ТВС 11–38 (вне зоны прямой видимости ближайшей БИК) вес $\Delta \rho_{ор}$ равен 1.11 % и заметно меньше расчетного «веса» в статике 1.36–1.45 %. Для 2-й загрузки при застревании стержня с координатами 13–22 (против ближайшей камеры) «вес» стержня равен 1.59 %. Данный «вес» больше расчетного «веса» в статике (1.23–1.43 %).

Таблица 4.7

Эффективность аварийной защиты реактора, вес «застраившего» ОР СУЗ (13–22) и полная эффективность АЗ на Калининской АЭС: блок № 3, 2 – топливная загрузка

Параметр	Значение				
	Данные АЭС	Расчет			ПРОСТОП
		БИПР-7А Статика	NOSTRA Динамика		
$T_{эф,эфф.сут}$	0	0	0	0	
$N_T, \%N_{НОМ}$	5,0	0,0	5,0	5,0	
$H_1-H_0, \%$	100	100	100	100	
$H_{10}, \%$	80	80	80	80	
№гр. /ОР СУЗ	8 / 13-22	8 / 13-22	8 / 13-22	8 / 13-22	
$C_{бк}, г/кг$	9,56	9,33	9,31	9,51	
$T_{вк}, ^\circ C$	280	280	280	280,2	
$\Delta T, ^\circ C$	1,54	-	-	1,55	
$P_1, МПа$	15,48	15,48	15,48	15,48	
$\Delta t, с$	29	29	29	29	
$\beta_{эф}, \%$	0.68	-	0.68	0.68	
				Динамика	Статика
$\Delta\rho_{аз}, \%$	$4,88 \pm 0,24$	6,14	4,73	4.72	7.10
$\Delta\rho_{ор}, \%$	$1,59 \pm 0,15$	1,23	1,71	1.74	1.43
$\Delta\rho_{аз\Sigma}, \%$	$6,47 \pm 0,30$	7,37	6,43	6.46	8.55

Что касается полного «веса АЗ», то во всех измерениях и для 1-й загрузки и для 2-й загрузки наблюдается заметное занижение (по модулю) веса АЗ. Что касается полного веса аварийной защиты, то всех случаях измеренный вес меньше расчетного веса в статике по любой из приведенных программ (для 1-й загрузки $q - 6.44 < 7.25$, $6.44 < 7.93$, для 2-й загрузки – $6.47 < 7.37$, $6.47 < 8.51$).

Из данных измерений и расчетов можно сделать следующие выводы. Во-первых, измерения полного веса АЗ всегда дает заниженное значение по сравнению с реальным весом. Причем из всех состояний активной зоны для данной топливной загрузки состояние на МКУ дает наименьшую эффективности АЗ. Таким образом, вы-

полнены все требования по консервативному подходу к оценке уровня ядерной безопасности.

Во-вторых, целесообразно найти какой-либо способ или метод коррекции измеренного «веса» аварийной защиты для определения реального веса АЗ с оценкой погрешности данного метода. Начнем поиски с изучения зависимости величины реактивности, посчитанной по различным программам с разной погрешностью по стационарной методике по показаниям БИК, от величины реактивности, посчитанной в статике по тем же программам. В статике рассчитывается величина $\delta\rho = \Delta k_{эфф} / k_{эфф}$, а в динамике обрабатываются временной ряд величин $dI_{БИК} / dt$, $I_{БИК}$, по которым определяется динамическая реактивность $\delta\rho_{дин}$, и вычисляется отношение статической реактивности к динамической: $K_{corr} = \delta\rho_{стат} / \delta\rho_{дин}$.

На рис. 4.26 построена зависимость $\delta\rho_{стат}$ от $\delta\rho_{дин}$, посчитанная по методам, использующим разную пространственную дискретизацию уравнения переноса. Были использованы методы дискретизации из программ БИПР-5, БИПР-7, ДЕСНА, HARD_NUT, SKETCH-N, SHIPR т.д. Различные коды имеют разную погрешность расчета реактивности, но суть в том, что динамическая и статическая реактивности являются коррелированными величинами и их погрешность одного знака.

Это заметно уменьшает погрешность отношения этих двух величин. Из рис. 4.26 видно, что зависимость $\delta\rho_{стат}$ от $\delta\rho_{дин}$ можно успешно аппроксимировать линейной функцией. Найдя параметры функции, можно по значению измеренного веса АЗ уточнить достоверное значение эффективности АЗ.

В табл. 4.8 приведены расчетные значения веса АЗ для 1-й кампании 3-го блока Калининской АЭС на МКУ при имитации различных методов пространственной дискретизации уравнения переноса. В таблице приведены и восстановленные по измеренному весу значения балансного веса АЗ. Видно, что даже по программе, имеющей большую погрешность (> 30 %), можно с неплохой точностью определить достоверный балансный вес АЗ по экспериментальным данным.

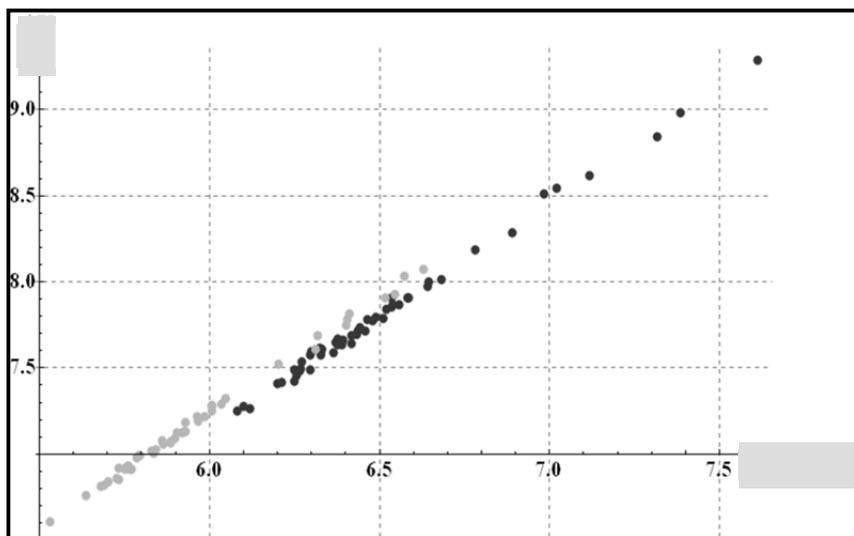


Рис. 4.26. Зависимость величины статической реактивности от величины динамической реактивности, полученной с использованием моделей БИК и реактиметра:

● черный – коды с различной реализацией нодального метода; ● зеленый – конечноразностные коды с различными наборами нейтронно-физических констант

Таблица 4.8

Иллюстрация метода определения достоверного значения балансного «веса АЗ» по измеренным данным

Данные АЭС	Расчетные значения веса АЗ по БИК (динамика),%	Отклонение расчетных значений от экспериментальных данных, %	Расчетные значения балансного веса АЗ (статика),%	Восстановленные значения балансного веса АЗ, %
6.44	4.35	-32	5.25	7.78
6.44	5.24	-19	6.39	7.85
6.44	5.68	-9	6.97	7.92
6.44	6.45	0.1	7.96	7.95
6.44	7.25	12	8.99	7.98
6.44	7.87	22	9.8	8.02
6.44	8.21	27	10.34	8.11

При расчете параметров линейной функции предполагалось, что доли запаздывающих нейтронов в расчетных программах и стационарной модели реактметра одинаковые. Выше отмечалось, что на АЭС измеряют эффективность АЗ и отдельных групп ОР СУЗ в долях запаздывающих нейтронов. Поскольку в расчетных кодах величина балансной реактивности и доля запаздывающих нейтронов рассчитываются отдельно, то возникает неопределенность в определении погрешности каждой из них. Причем при моделировании переноса запаздывающих нейтронов есть свои проблемы, так как их перенос в активной зоне заметно отличается от переноса мгновенных нейтронов.

Дело в том, что площадь миграции запаздывающих нейтронов при их замедлении заметно меньше площади миграции мгновенных нейтронов. Это объясняется тем, что спектр деления запаздывающих нейтронов намного мягче спектра деления мгновенных (средняя энергия запаздывающих нейтронов деления ниже средней энергии мгновенных нейтронов деления).

На практике, для учета этого явления вводится понятие эффективной доли запаздывающих нейтронов. Коэффициент для вычисления эффективной доли вычисляется по отношению коэффициентов размножения активной зоны, рассчитанных для спектра деления мгновенных нейтронов и для спектра деления запаздывающих. При отсутствии утечки замедляющихся нейтронов из активной зоны данный коэффициент становится < 1 , так как в спектре деления мгновенных нейтронов присутствуют больше нейтронов с энергией больше 2 МэВ, которые способны вызвать реакцию деления на уране-238. При увеличении утечки нейтронов всё больше начинает сказываться другой фактор, связанный с уменьшением площади миграции замедляющихся нейтронов и увеличением коэффициента размножения по этой причине. Коэффициент коррекции становится > 1 . Таким образом, коэффициент коррекции доли запаздывающих нейтронов, как указано выше, является функцией от величины утечки из активной зоны. Величину утечки из расчетного объёма можно оценивать по критическому «баклингу», обеспечивающему баланс нейтронов в каждой расчетной ячейке нейронно-физического кода. Формула для расчета эффективной доли запаздывающих нейтронов для реакторов ВВЭР выглядит следующим образом:

$$\beta_{eff} = \beta_{true} \times \left(0.97 + \frac{0.15B_{crit}^2}{B_{crit}^2 + 0.005} \right), \text{ при } B_{crit} > 0, \quad (4.10)$$

$$\beta_{eff} = \beta_{true} \text{ при } B_{crit} < 0,$$

где β_{true} – истинная доля запаздывающих нейтронов, полученная из спектральной программы, зависящая главным образом от глубины выгорания; B_{crit} – критический «баклинг», обеспечивающий баланс нейтронов в каждом расчетном объеме при $K_{eff} = 1$.

Данная зависимость подобрана для топливных решеток ВВЭР-1000 на основе данных из работ [26], [27]. Эта зависимость практически не зависит от обогащения топлива и пригодна, в первом приближении, для всех ТВС ВВЭР-1000.

Тем не менее, как бы точно теоретически ни рассчитывались доли запаздывающих нейтронов, необходимо найти возможность определять долю запаздывающих нейтронов из результатов измерений поведения нейтронного потока при сбросе АЗ. Пока такой методики нет, приходится оценивать балансную реактивность по численным значениям доли запаздывающих нейтронов. Единственным утешением в данном вопросе является то, что погрешность вычисления доли β_{eff} гораздо меньше разницы между измеренным значением эффективности АЗ по показаниям БИК и достоверным балансным весом АЗ. Поэтому самым главным все же является учет пространственных эффектов при измерении эффективности ОР СУЗ.

4.2.3. Измерения коэффициентов реактивности по температуре теплоносителя на МКУ

Ежегодно на всех действующих АЭС после перегрузки топлива при пуске энергоблока на МКУ проводятся измерения температурного, барометрического и плотностного коэффициентов реактивности. Эти измерения, как правило, проводятся при разных положениях управляющих групп ОР СУЗ. Поскольку для каждой топливной загрузки коэффициенты реактивности при одном и том же положении ОР СУЗ минимальны на МКУ в начале кампании, то эти измерения дают представление о максимальных температурных

коэффициентах реактивности и минимальных плотностных коэффициентах для данной загрузки в течение всей кампании. Объяснение этому факту простое. При увеличении мощности и выгорания топлива уменьшается концентрация борной кислоты, и температурные коэффициенты уменьшаются, а плотностные увеличиваются. Помимо эффекта от уменьшения концентрации бора в воде, с возрастанием мощности спектр тепловых нейтронов становится более жёстким, что также изменяет коэффициенты реактивности в ту же сторону. Объяснение данному явлению было дано во 2-й главе настоящего пособия.

Таким образом, измеряя коэффициенты реактивности на МКУ в начале кампании, получают минимальный температурный коэффициент для данной кампании и его сравнивают с проектными значениями, использованными в ТОБ для анализа аварий с разгоном нейтронной мощности реактора. Если полученный коэффициент меньше проектного значения, то все в порядке, и все выводы ТОБ, касающиеся аварий с разгоном мощности, остаются справедливыми.

Для ознакомления с конкретными цифрами приведем результаты измерений и расчетов по различным программам температурного, барометрического и плотностного коэффициентов реактивности при разном положении групп ОР СУЗ на МКУ для 1-й и 2-й топливной загрузки 3-го блока Калининской АЭС. Результаты представлены в табл. 4.9–4.14.

В них помещены результаты расчетов по штатной программе расчетного сопровождения эксплуатации БИПР-7А и по программному комплексу ПРОСТОР. Программный комплекс ПРОСТОР является в настоящее время дополнительным программным средством в ОЯБ Калининской АЭС, аттестованным в надзорных органах РФ и предназначенным для повышения надежности технических решений, полученных на основе расчетов по штатной программе.

Анализ представленных данных показывает в целом неплохую сопоставимость измеренных и расчетных результатов. Более того, если взять средние значения коэффициентов реактивности по разным программам, то разница между измеренными и расчетными значениями заметно уменьшится. Этот момент очень важен, так как используемые программы имеют совершенно разную кон-

Таблица 4.9

Коэффициент реактивности по температуре воды на МКУ
при различных положениях ОР СУЗ при пуске 3-го блока Калининской АЭС

№	Положение ОР СУЗ, %	$C_{\text{бор}}$, г/кг	P_1 , МПа	$T_{\text{аз.}}$, °C	Значение параметра в $\delta\rho/\delta T$, %/°C*10 ³		
					АЭС	БИПР-7	ПРОСТОР
1	H ₁₀ =82-77	6.80	15.81- 15.82	280-277	-3.6± 0.3	-7.0	-3.7
2	H ₁₀ =25-23	6.61	15.82- 15.83	280-277	-8.1± 0.5	-11.4	-8.1
3	H ₁₀ =0, H ₉ =67	6.50	15.82- 15.87	280-277	-9.9± 0.7	-12.7	-9.1
4	H ₁₀ =0, H ₉ =11	6.00	15.83	281-278	-11.8± 0.7	-13.8	-10.4
5	H ₁₀ =0, H ₉ =0, H ₈ =67	5.91	15.82- 15.84	281-279	-12.3± 0.8	-14.3	-11.0
6	H ₁₀ =0, H ₉ =0, H ₈ =16	5.31	15.82- 15.83	280-278	-14.4± 0.9	-16.9	-13.9
7	H ₁₀ =0.67, H ₁ =0	6.71	15.83- 15.84	280-277	-7.0± 0.5	-9.9	-6.7
8	H ₁₀ =0.68, H ₂ =0	6.50	15.81- 15.85	280-277	-6.8± 0.5	-11.4	-7.4
9	H ₁₀ =0.64, H ₄ =0	6.46	15.50- 15.65	280-277	-8.1± 0.5	-11.0	-7.2
10	H ₁₀ =0.65, H ₆ =0	6.26	15.66- 15.75	280-277	-3.6± 0.3	-6.8	-3.5
11	H ₁₀ =0.60, H ₇ =0	6.58	15.81- 15.84	280-277	-10.1± 0.7	-13.2	-9.8
12	H ₁₀ =0.65, H ₈ =0	6.17	15.63- 15.64	281-277	-7.3± 0.5	-10.7	-7.8
13	H ₁₀ =0.66, H ₉ =0	6.27	15.82- 15.83	281-277	-5.1± 0.4	-7.6	-4.7

стантную базу для расчета нейтронных сечений и построены на совершенно различных методах дискретизации уравнения диффузии нейтронов в активной зоне реактора ВВЭР. Можно смело утверждать, что результаты расчета по этим программам не коррелированы между собой и являются статистически независимыми.

Таблица 4.10

Барометрический коэффициент реактивности на МКУ при различных положениях ОР СУЗ при пуске 3-го блока Калининской АЭС

№	Положение ОР СУЗ, %	$C_{\text{бор}}$, г/кг	P_1 , МПа	$T_{\text{аз}}$, °С	Значение параметра в $\partial\rho/\partial P$, %/бар* 10^3		
					АЭС	БИПР-7	ПРОСТОР
1	$H_{10}=82-77$	6.80	16.0 - 15.7	280-277	~ 0	0.15	-0.12
2	$H_{10}=25-23$	6.61	16.0 - 15.4	280-277	0.41	0.51	0.22
3	$H_{10}=0, H_9=67$	6.50	16.0 - 15.5	280-277	0.51	0.61	0.30
4	$H_{10}=0, H_9=11$	6.00	16.0 - 15.5	281-278	0.64	0.69	0.39
5	$H_{10}=0, H_9=0, H_8=67$	5.91	16.0-15.8	281-279	0.65	0.72	0.43
6	$H_{10}=0, H_9=0, H_8=16$	6.31	16.0-15.5	280-278	0.80	0.91	0.64
7	$H_{10}=0.67, H_1=0$	6.71	16.0-15.5	280-277	0.32	0.38	0.11
8	$H_{10}=0.68, H_2=0$	6.50	16.0-15.4	280-277	0.32	0.54	0.16
9	$H_{10}=0.64, H_4=0$	6.46	16.0-15.3	280-277	0.44	0.50	0.14
10	$H_{10}=0.65, H_6=0$	6.26	15.8-15.3	280-277	~ 0	0.13	-0.16
11	$H_{10}=0.60, H_7=0$	6.58	16.0-15.5	280-277	0.47	0.69	0.35
12	$H_{10}=0.65, H_8=0$	6.17	16.0-15.5	281-277	0.38	0.45	0.18
13	$H_{10}=0.66, H_9=0$	6.27	16.0-15.5	281-277	0.20	0.20	-0.06

Отсюда следует вывод, что использование нескольких программ для расчетного сопровождения эксплуатации на АЭС, построенных на разных принципах, позволит повысить точность расчета нейтронно-физических характеристик активной зоны и надежность получаемых результатов. Такая практика точно соответствует последним рекомендациям МАГАТЭ по повышению безопасности эксплуатации на АЭС.

Необходимо обратить внимание на то, что максимальный температурный коэффициент и минимальный плотностной коэффициент реактивности получен при минимальном количестве стержней СУЗ в активной зоне. Причины этого в том, что наличие ОР СУЗ в зоне уменьшают критическую концентрацию борной кислоты и ужесточает спектр тепловых нейтронов в области зоны с поглотителем.

Таблица 4.11

Плотностной коэффициент реактивности на МКУ при различных положениях групп ОР СУЗ для 1-й кампании 3-го блока Калининской АЭС

№	Положение ОР СУЗ, %	$C_{\text{бор}}$, г/кг	P_1 , МПа	$T_{\text{аз}}$, °С	Значение параметра в $\partial\rho/\partial\gamma$, %/г/см ³		
					АЭС	БИПР-7	ПРО-СТОП
1	H ₁₀ =82-77	6.80	16.0 - 15.7	280-277	~ 0	1.05	-0.87
2	H ₁₀ =25-23	6.61	16.0 - 15.4	280-277	2.92	3.51	1.51
3	H ₁₀ =0, H ₉ =67	6.50	16.0 - 15.5	280-277	3.63	4.24	2.05
4	H ₁₀ =0, H ₉ =11	6.00	16.0 - 15.5	281-278	4.55	4.79	2.67
5	H ₁₀ =0, H ₉ =0, H ₈ =67	5.91	16.0-15.8	281-279	4.62	5.04	3.00
6	H ₁₀ =0, H ₉ =0, H ₈ =16	6.31	16.0-15.5	280-278	5.69	6.34	4.40
7	H ₁₀ =0.67, H ₁ =0	6.71	16.0-15.5	280-277	2.28	2.68	0.73
8	H ₁₀ =0.68, H ₂ =0	6.50	16.0-15.4	280-277	2.28	3.52	1.10
9	H ₁₀ =0.64, H ₄ =0	6.46	16.0-15.3	280-277	3.13	3.18	0.99
10	H ₁₀ =0.65, H ₆ =0	6.26	15.8-15.3	280-277	~ 0	0.88	-1.08
11	H ₁₀ =0.60, H ₇ =0	6.58	16.0-15.5	280-277	3.34	4.49	2.42
12	H ₁₀ =0.65, H ₈ =0	6.17	16.0-15.5	281-277	2.7	3.00	1.24
13	H ₁₀ =0.66, H ₉ =0	6.27	16.0-15.5	281-277	1.42	1.32	-0.45

Таблица 4.12

Полный коэффициент реактивности по температуре воды на МКУ при различных положениях групп ОР СУЗ для 2-й кампании 3-го блока Калининской АЭС

№	Положение ОР СУЗ, %	$T_{\text{аз}}$, °С	Значение параметра в $\partial\rho/\partial T$, %/°С*10 ³ Значение критической концентрации борной кислоты, г/кг		
			АЭС	БИПР-7А	ПРОСТОР
1	H ₁₀ =82-83	276-279	-1,60±0,15 9.60	-3,06 9,36	-1.79 9.59
2	H ₁₀ =26,85	277-279	-5,5 ± 0,5 9,25	-6,86 8,99	-5.32 9.17
3	H ₁₀ =0, H ₉ =81- 83	277-279	-7,0 ± 0,7 9.13	-7.99 8.88	-6.45 9.04
4	H ₁₀ =0, H ₉ =20	277-279	-8,7 ± 0,7 8.72	-9,304 8.43	-8.10 8.53

Таблица 4.13

Барометрический коэффициент реактивности на МКУ при различных положениях групп ОР СУЗ для 2-й кампании 3-го блока Калининской АЭС

№	Положение ОР СУЗ,%	$T_{аз.} \text{ } ^\circ\text{C}$	Значение параметра в $\delta\rho/\delta P$, %/бар* 10^3 Значение критической концентрации борной кислоты, г/кг		
			АЭС	БИПР-7А	ПРОСТОР
1	$H_{10} = 82-83$	276-279	$0,13 \pm 0,02$ 9.60	0,26 9,36	0.17 9.59
2	$H_{10} = 26,85$	277-279	$0,57 \pm 0,06$ 9,25	0,54 8,99	0.40 9.17
3	$H_{10} = 0, H_9 = 81-83$	277-279	$0,67 \pm 0,06$ 9.13	0,62 8.88	0.49 9.04
4	$H_{10} = 0, H_9 = 20$	277-279	$0,80 \pm 0,08$ 8.72	0,74 8.43	0.63 8.53

Таблица 4.14

Плотностной коэффициент реактивности на МКУ при различных положениях групп ОР СУЗ для 2-й кампании 3-го блока Калининской АЭС

№	Положение ОР СУЗ,%	$T_{аз.} \text{ } ^\circ\text{C}$	Значение параметра $\delta\rho/\delta\gamma$, %/ $^\circ\text{C}/\text{кг}/\text{м}^{*3} * 10^3$ Значение критической концентрации борной кислоты, г/кг		
			АЭС	БИПР-7А	ПРОСТОР
1	$H_{10} = 82-83$	276-279	$0,9 \pm 0,1$ 9.60	1,85 9.36	1,18 9.59
2	$H_{10} = 26,85$	277-279	$3,9 \pm 0,4$ 9,25	3,84 8,99	2.80 9.16
3	$H_{10} = 0, H_9 = 81-83$	277-279	$4,6 \pm 0,4$ 9.13	4,41 8.88	3.40 9.04
4	$H_{10} = 0, H_9 = 20$	277-279	$5,5 \pm 0,5$ 8.72	5,18 8.43	4.40 8.53

Данный эффект использовали раньше (можно использовать и сейчас) в случае нарушений требований ПБЯ по знаку коэффициентов реактивности во время пуска энергоблока при полностью извлеченных девяти групп ОР СУЗ и поднятой рабочей группы ОР СУЗ в номинальное положение (80–90 % извлечения их зоны). Для

устранений этих нарушений ПБЯ опускали следующую управляющую группу ОР СУЗ (№9) на НКВ и обеспечивали нужные знаки всех коэффициентов реактивности. После подъема мощности ЯЭУ до 20–25 % при опущенной 9-й группе, эту группу выводили из зоны на ВКВ, а знаки коэффициенты реактивности обеспечивались уже состоянием на мощности.

Еще один важный момент, на котором нужно заострить внимание, заключается в том, что каждая топливная загрузка может заметно отличаться от предыдущей по экстремальным коэффициентам реактивности. Особенно это проявляется для первых загрузок, когда происходит выход на стационарный режим перегрузок при замещении ТВС с низким обогащением топлива по урану-235 сборками с обогащением топлива стационарной подпитки. Действительно, при сравнении результатов расчета для 1-й и 2-й загрузок видно, что максимальный температурный коэффициент реактивности для 2-й загрузки чуть ли не вдвое превосходит коэффициент для 1-й загрузки (-1.6×10^{-5} и -3.6×10^{-5}). Объясняется это заметно большей критической концентрацией борной кислоты на МКУ 2-й кампании (9.6г/кг) по сравнению с 1-й кампанией (6.8 г/кг), даже несмотря на возрастание среднего обогащения топлива на 2-й кампании.

При измерениях коэффициентов реактивности на МКУ есть проблемы при определении барометрического и, соответственно, плотностного коэффициента реактивности, когда эти коэффициенты близки к нулю. Даже при численных расчетах для обеспечения надежного определения коэффициента порядка $\pm 2.0 \times 10^{-6}$ необходима точность вычислений не ниже 10^{-7} . Если такую точность не удастся обеспечить, то в программе увеличивают диапазон изменения давления в реакторе. Для измерений такой возможности может и не быть, так как диапазон давлений на реальной установке произвольно расширять невозможно. Так, при измерениях малых по модулю коэффициентов реактивности на МКУ 1-й кампании диапазон изменения давления составлял всего 2–2.5 ат. Для численных расчетов диапазон давлений должен быть минимум 5 ат. Поэтому главная причина большой неопределенности в значениях малых по модулю коэффициентов реактивности кроется в небольшом диапазоне изменения давлений в реакторе. Желательно для надежной оценки малых коэффициентов реактивности увеличить этот диапа-

зон до 5-6 ат. Такой диапазон давлений был использован в измерениях для 2-й кампании на МКУ, и несмотря на ещё меньший по модулю коэффициент реактивности (-1.6×10^{-5}) расчетные и измеренные значения барометрического коэффициента имеют вполне определенные значения и находятся в хорошем согласии.

4.3. Расчетное сопровождение эксплуатации ЯЭУ с ВВЭР-1000

В данном разделе изложена методология расчета нейтронных полей в объеме активной зоны с использованием показаний нейтронных датчиков и дано краткое описание основных программ для расчетного сопровождения эксплуатации ЯЭУ с ВВЭР-1000. Несмотря на то, что восстановление распределения энерговыделения в объеме активной зоны по показаниям внутриреакторных нейтронных датчиков не является чисто расчетной задачей, было решено данную тему включить в настоящий раздел, так как в проблеме восстановления больше методологических и расчетных вопросов, чем метрологических.

4.3.1. Восстановление распределения энерговыделения в объеме активной зоны по показаниям ДПЗ

В третьей главе было дано краткое описание системы внутриреакторного контроля за нейтронным потоком в активной зоне. Основным регистрирующим элементом этого контроля являются датчики прямой зарядки из родия ДПЗ. Датчики размещаются на подвесках в специальном канале нейтронного измерения КНИ в 64 ТВС. На каждой подвеске имеются семь ДПЗ, центры которых равноотстоят друг от друга. Длина каждого датчика составляет 20 см. Материал датчика родий поглощает тепловые нейтроны, что приводит к возникновению тока в нем. Величина тока прямо пропорциональна суммарному поглощению тепловых нейтронов в родии по всей длине датчика. Зная величины токов во всех датчиках необходимо связать их со средними значениями энерговыделения в области активной зоны с поперечными размерами ТВС, где расположен датчик, и высотным размером, равным длине ДПЗ. Установление данной связи является довольно сложной задачей. Для реше-

ния этой задачи, во-первых, необходимо установить связь между долей поглощения тепловых нейтронов родием и долей деления нейтронов в месте расположения ДПЗ. Далее нужно знать коэффициент перехода от величины энерговыделения в месте расположения датчика к средней по сечению ТВС величине энерговыделения. Запишем переход от величины тока в произвольном датчике к средней мощности в области его расположения:

$$J_{ki} = k \int_{z=0}^{z=L} \rho_{Rh} \sigma_{a_Rh} \times \varphi_{\text{тепл}} S_0 dz = \frac{1}{K_{sed}} \times \bar{\Sigma}_{fki} \bar{\Phi}_{ki} S_{\text{ТВС}}, \quad (4.11)$$

где J_{ki} – нормализованный ток i -го датчика в k -й ТВС, мкА; k – постоянный калибровочный коэффициент; ρ_{Rh} – плотность родия; S_0 – площадь измеряющей проволоки; $\varphi_{\text{тепл}}$ – поток тепловых нейтронов в области ДПЗ; σ_{a_Rh} – микросечение поглощения тепловых нейтронов; L – длина датчика; $S_{\text{ТВС}}$ – площадь ТВС; $\bar{\Sigma}_{fki}$ – среднее по сечению ТВС сечение деления нейтронов; $\bar{\Phi}_{ki}$ – средний по сечению ТВС и по всем энергиям поток нейтронов; K_{sed} – коэффициент чувствительности i -го датчика в k -й ТВС; размерность величины $\bar{\Sigma}_{fki} \bar{\Phi}_{ki} S_{\text{ТВС}}$ – МВт/м; размерность величины K_{sed} – МВт/(мкА*м).

Коэффициент чувствительности является сложной функцией от многих переменных. Данный коэффициент должен учитывать поправки по плотности и температуре теплоносителя, по концентрации бора в воде, по глубине выгорания топлива на разницу в зависимости нейтронных сечений родия и топлива от этих параметров. Помимо спектральной зависимости в коэффициенте чувствительности должна быть учтена пространственная зависимость, а именно коэффициент неравномерности распределения энерговыделения в группе твэлов, расположенных вокруг канала нейтронного измерения. И наконец, необходимо учесть зависимость коэффициента чувствительности от величины протекшего заряда через каждый датчик. Построим эту зависимость в следующем виде:

$$\frac{d\rho}{dt} = -\sigma_a \rho \varphi_{\text{тепл}},$$

$\rho|_{t=0} = \rho_0$ – исходная плотность родия;

$$\frac{\int_{z=0}^L \rho dz}{L} = \rho_0 - \frac{\int_0^T \int_{z=0}^L \sigma_{a_Rh} \rho \Phi_{\text{тепл}} dz}{L}.$$

Если в зависимости коэффициента K_{sed} от величины протекшего заряда пренебречь неоднородностью выгорания датчика по его длине, то можно выражение (4.10) переписать в виде:

$$J_{ki} = k \int_{z=0}^{z=L} \left(\rho_0 - \frac{\int_0^T J_{ki} dt}{k S_0 L} \right) \times \sigma_{aki} \times \Phi_{ki_тепл} S_0 dz = \frac{1}{K_{sed}} \times \bar{\Sigma}_{fki} \bar{\Phi}_{ki} S_{\text{TBC}}. \quad (4.12)$$

Поскольку изменение величины протекшего заряда становится заметным только через сутки и даже больше, то можно выражение (4.12) без потери практической точности заменить следующим:

$$\begin{aligned} J_{ki} &= \left(1 - \int_0^T J_{ki} dt / \rho_0 k S_0 L \right) k \int_{z=0}^{z=L} \rho_0 \times \sigma_{aki} \times \Phi_{ki_тепл} S_0 dz = \\ &= \frac{1}{K_{sed}} \times \bar{\Sigma}_{fki} \bar{\Phi}_{ki} S_{\text{TBC}}; \\ J_{ki} &= \left(1 - \frac{\int_0^T J_{ki} dt}{\rho_0 k S_0 L} \right) \frac{1}{K_{sed0}} \times \bar{\Sigma}_{fki} \bar{\Phi}_{ki} S_{\text{TBC}}; \\ k_0 &= \frac{1}{\rho_0 k S_0 L}; \end{aligned} \quad (4.13)$$

$$Q_l = \bar{\Sigma}_{fki} \bar{\Phi}_{ki} S_{\text{TBC}} = \frac{K_{sed0}}{T} J_{ki},$$

$$1 - k_0 \int_0^T J_{ki} dt$$

где K_{sed0} – коэффициент чувствительности невыгоревшего датчика; Q_l – средняя линейная тепловая нагрузка на твэл в i -й ТВС для k -го ДПЗ ($1 \leq k \leq 7$, $1 \leq i \leq 64$); T – текущий момент времени.

Представим коэффициент чувствительности невыгоревшего датчика в виде:

$$K_{sed0}^{ik} = k_{калибр} k_{ТВЭЛ}^{ik} f_m(q_{ТВС}, \rho_{H_2O}, bn, T_{H_2O}).$$

Здесь:

$k_{калибр}$ – постоянный калибровочный коэффициент;

m – спектральный тип ТВС (различается по конструкции ТВС и присутствию или отсутствию перемещаемых поглощающих стержней в ней);

$$f_m = \frac{\rho_0 \sigma_{a_RH} \Phi_{ДПЗ_тепл}}{\sum_f \bar{\Phi}_{ДПЗ}} - \text{функция, рассчитанная по штатной}$$

спектральной программе для ТВС m -го типа в своём окружении;

$q_{ТВС}$ – удельная мощность ТВС, КВт/л;

ρ_{H_2O} – средняя по сечению ТВС плотность теплоносителя;

T_{H_2O} – средняя по сечению ТВС температура теплоносителя, °С;

bn – глубина выгорания, МВт х сутки/кг;

$\Phi_{ДПЗ_тепл}$ – поток тепловых нейтронов в местоположении ДПЗ;

$\bar{\Phi}_{ДПЗ}$ – средний по всему спектру поток нейтронов в местоположении ДПЗ;

$$k_{ТВЭЛ}^{ik} = \frac{\sum_{ДПЗ} \bar{\Phi}_{ДПЗ}}{\sum_f \bar{\Phi}} - \quad (4.14)$$

коэффициент неравномерности в области i -й с k -м ДПЗ.

Величина $k_{ТВЭЛ}^{ik}$ рассчитывается по штатной программе, рассчитывающей распределение энерговыделения по ТВЭЛУ в объёме всей активной зоны – ПЕРМАК. Программа ПЕРМАК использует в виде граничных условий специальные функционалы из другой штатной программы БИПР-7А, которая рассчитывает распределение энерговыделения по тепловыделяющим сборкам. Программа ПЕРМАК работает в режиме сопровождения эксплуатации, но предоставляет расчетную информацию в систему ХОРТИЦА для уточнения характеристик активной зоны гораздо реже, чем сама ХОРТИЦА предоставляет информацию в СВРК (раз в 20 сек).

На первом этапе восстановления распределения энерговыделения по объёму активной зоны, система ХОРТИЦА, используя выражения (4.13) и (4.14), рассчитывает средние по сечению в местах расположения ДПЗ 64×7 значений линейных нагрузок на ТВЭЛ. На втором этапе решается задача восстановления поля энерговыделения во всем объёме активной зоны по данным, полученным из обработки результатов измерения потока тепловых нейтронов нейтронными датчиками. Основным результатом восстановления по показаниям ДПЗ является распределение энерговыделения в 163×7 контрольных объёмах активной зоны. Контрольными объёмами активной зоны являются шестигранные призмы, поперечный размер которых совпадает с поперечными размерами ТВС, а высотный размер равен длине активной части нейтронного датчика (сумма контрольных объёмов не равна объёму активной зоны). Другим результатом восстановления является распределение энерговыделения в 163×16 контрольных объёмах активной зоны, где сумма контрольных объёмов равна объёму зоны.

Кратко познакомимся с основными методами восстановления полей энерговыделения по всему объёму активной зоны на основе показаний нейтронных датчиков в ограниченном количестве областей зоны ($163 \times 16 \gg 64 \times 7$). Для упрощения выкладок запишем уравнение переноса в приближении одной энергетической группы нейтронов (на изложение принципов методологии восстановления это приближение не влияет):

$$L(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_K, N_{аз}) \hat{\Phi} = \frac{S \hat{\Phi}}{K_{эфф}}, \Phi = \min_{(\alpha_1 \dots \alpha_K, N_{аз})} \sum_{j=1}^J (Q_{IM_j} - Q_{Ij})^2, \quad (4.15)$$

где $N_{аз}$ – интегральная мощность активной зоны; L – однострунный диффузионный оператор переноса нейтронов; S – оператор определяющий выход нейтронов при делении ядер топлива; j – номер датчика по порядку ($1 \leq j \leq 64 \times 7$);

$$Q_{IM_j} = \frac{N_{аз}}{n_{ТВЭЛ} H} \int_{z=0}^L \Sigma_{fM_j} \Phi_{M_j} dz / L$$
 – средняя линейная нагрузка на

ТВЭЛ в области активной зоны с j -м датчиком, полученная из расчета, поток нейтронов нормирован так, что выполняется равенство:

$$\int_{V_{\text{аз}}} \Sigma_f \phi dV = V_{\text{аз}};$$

$N_{\text{аз}}$ – интегральная мощность активной зоны; $V_{\text{аз}}$ – объём активной зоны; $n_{\text{ТВЭЛ}}$ – суммарное число ТВЭЛ в активной зоне; H – высота активной зоны.

Задача состоит в том, чтобы минимизировать функционал Φ , найдя оптимальные значения адаптивных коэффициентов: $\{\alpha_1, \dots, \alpha_K, N_{\text{аз}}\}$, один из которых является мощностью активной зоны. Другие коэффициенты обычно выбираются таким образом, чтобы их изменение минимальным образом сказывалось на величине $K_{\text{эфф}}$. К примеру, можно вводить поправки для вычисления тока нейтронов между соседними расчетными узлами, на которые разбивается область активной зоны для численной реализации решения уравнения переноса.

При каждом наборе адаптивных коэффициентов $\{\alpha_1, \dots, \alpha_K, N_{\text{аз}}\}$ можно найти решение уравнения переноса и определить значения энерговыделения в местах расположения ДПЗ $\{Q_{IM_j}\}$. Далее делаются малые отклонения адаптивных коэффициентов и определяются коэффициенты чувствительности значений $\{Q_{IM_j}\}$ к изменению адаптивных коэффициентов. В результате можно представить новое значение энерговыделения при малых отклонениях величин $\{\alpha_1, \dots, \alpha_K, N_{\text{аз}}\}$ в виде разложения в ряд Тейлора:

$$Q_{IM_j} = Q_{IM_j}(\alpha_1 = \alpha_1^{i-1}, \dots, \alpha_K = \alpha_K^{i-1}, N_{\text{аз}}^{i-1}) + \\ + \sum_{k=1}^K \frac{\delta Q_{IM_j}}{\delta \alpha_k} \Big|_{\alpha_k = \alpha_k^{i-1}} \times (\alpha_k^i - \alpha_k^{i-1}) + \frac{\delta Q_{IM_j}}{\delta N_{\text{аз}}} \Big|_{N_{\text{аз}} = N_{\text{аз}}^{i-1}} (N_{\text{аз}}^i - N_{\text{аз}}^{i-1}), \quad (4.16)$$

где i – номер итерации в процедуре минимизации функционала Φ .

Далее, используя приёмы линейной алгебры, метод минимизации Φ (хорошо известный как метод наименьших квадратов) сводится к построению системы линейных уравнений и её решению на каждой i -й итерации и определению поправок по мощности актив-

ной зоны и по всем остальным адаптивным коэффициентам. Математически это можно представить следующим образом:

$$A^i = Ja^{iT} \times Ja^i, \quad \hat{B}^i = Ja^{iT} (\hat{Q}_I - \hat{Q}_{IM}^i), \quad A^i \delta \hat{\alpha}^i = \hat{B}^i,$$

i – номер итерации;

$$Ja^i = \left\| \begin{array}{c} \frac{\delta Q_{IM_1}}{\delta \alpha_1} \Big|_{\alpha_1 = \alpha_1^{i-1}}, \dots, \frac{\delta Q_{IM_1}}{\delta \alpha_K} \Big|_{\alpha_K = \alpha_K^{i-1}}, \frac{\delta Q_{IM_1}}{\delta N_{a3}} \Big|_{N_{a3} = N_{a3}^{i-1}} \\ \dots \\ \frac{\delta Q_{IM_J}}{\delta \alpha_1} \Big|_{\alpha_1 = \alpha_1^{i-1}}, \dots, \frac{\delta Q_{IM_J}}{\delta \alpha_K} \Big|_{\alpha_K = \alpha_K^{i-1}}, \frac{\delta Q_{IM_J}}{\delta N_{a3}} \Big|_{N_{a3} = N_{a3}^{i-1}} \end{array} \right\|, \quad \hat{Q}_I = \begin{array}{c} Q_{I1} \\ Q_{I2} \\ \dots \\ Q_{IJ-1} \\ Q_{IJ} \end{array} \quad (4.17)$$

$$\hat{Q}_{IM}^i = \begin{array}{c} Q_{IM_1}^i \\ Q_{IM_2}^i \\ \dots \\ Q_{IM_{J-1}}^i \\ Q_{IM_J}^i \end{array}, \quad \delta \hat{\alpha}^i = \begin{array}{c} \alpha_1^i - \alpha_1^{i-1} \\ \alpha_2^i - \alpha_2^{i-1} \\ \dots \\ \alpha_K^i - \alpha_K^{i-1} \\ N_{a3}^i - N_{a3}^{i-1} \end{array}.$$

Решение задачи минимизации найдено, если поправка $\delta \hat{\alpha}^i$ стремится к нулю при возрастании номера итерации. Конечно, теоретически необходимо обосновать единственность и существование решения данной задачи. Если с существованием решения все обстоит благополучно, то с единственностью это бывает не всегда. В этом случае накладывают ограничения на диапазоны изменения адаптивных коэффициентов, включая мощность активной зоны. Это приводит к поиску минимума на суженном подмножестве $\{\alpha_1, \dots, \alpha_K, N_{a3}\}$, где имеется только один минимум. Теоретическое обоснование этого способа не простое дело, но оно не является целью нашего пособия. Важно только знать, что данный способ существует и теоретически его можно обосновать.

Помимо распределения энерговыделения рассчитываются трехмерные распределения большого количества параметров активной зоны и ЯЭУ в целом (ксенона, йода, самария, прометия, нейтронных потоков, температуры теплоносителя и т.д.). Некоторые ви-

деофрагменты расчетных параметров по системе ХОРТИЦА на АЭС показаны на рис. 4.27–4.30.

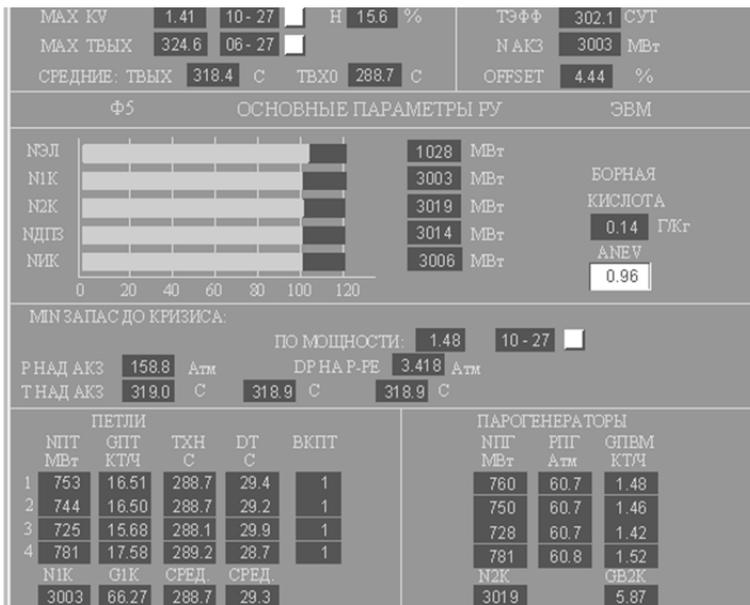


Рис. 4.27. Фрагмент для отображения основных параметров РУ



Рис. 4.28. Фрагмент для отображения параметров в двенадцати ТВС с максимально-напряженными участками активной зоны

С точки зрения безопасности наиболее важным является вычисление средних линейных нагрузок на ТВЭЛ в 163×7 контрольных объёмах.

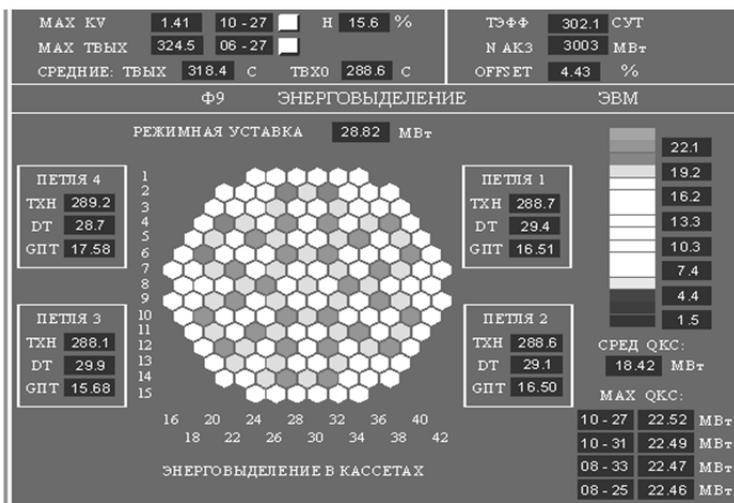


Рис. 4.29. Фрагмент для отображения распределения мощностей по ТВС

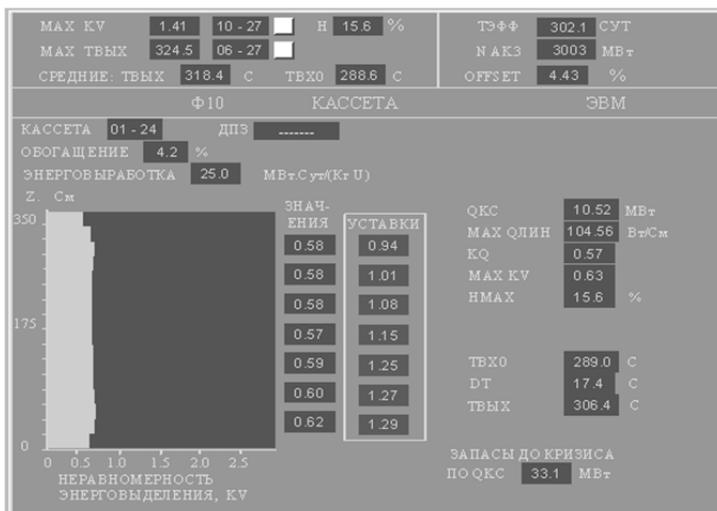


Рис. 4.30. Фрагмент для отображения распределения энерговыделения по высоте зоны в выбранной ТВС

Зная эти средние нагрузки можно, используя данные из программы ПЕРМАК, вычислить предельно возможные нагрузки на твэл в каждом из 163×7 контрольных объёмов и сравнить их с предельно допустимыми линейными нагрузками на твэл. Об этом подробно было рассказано в главе 3 настоящего пособия.

В процессе эксплуатации по разным причинам нейтронные датчики могут выходить из строя. При выходе из строя внутриреакторных датчиков происходит постепенная «деградация» системы, связанная с сокращением возможности выполнять функции контроля в той области активной зоны, где не остается работоспособных датчиков. Активная зона условно разделена на $7 \times 6 \times 3 = 126$ участков таким образом, что на каждом из семи уровней по высоте (см. рис. 4.31), шесть азимутальных секторов поделены на три (внутренний, промежуточный, наружный) радиальных участка. На рис. 4.32 изображены 18 указанных в плане участков.

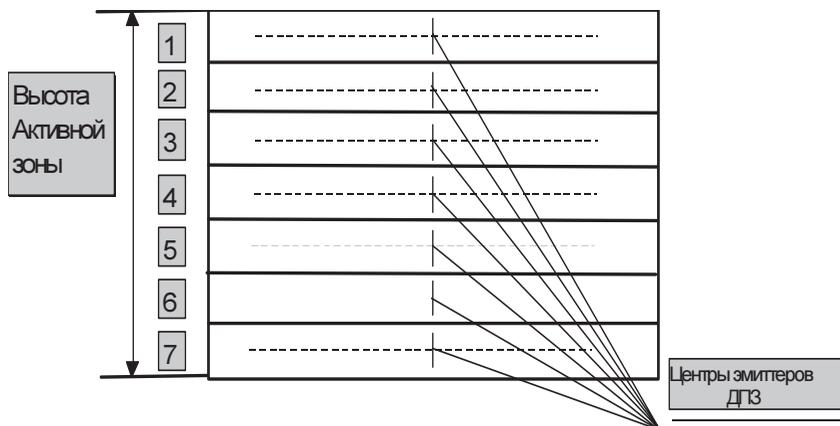


Рис. 4.31. Условное деление активной зоны по высоте

Первая ступень «деградации» – когда СВРК не способна выполнять свои функции по причине уменьшения сопротивления изоляции ДПЗ или возникновения значительного уровня помех на кабельных трассах.

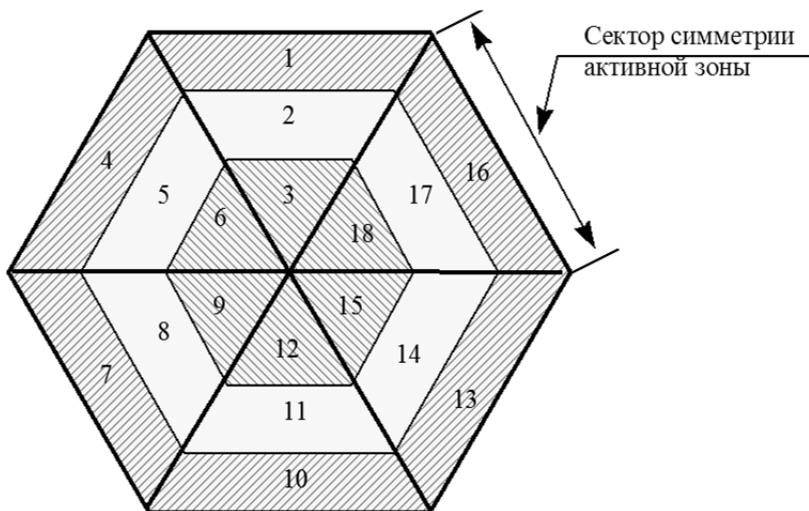


Рис. 4.32. Условное деление активной зоны на участки в горизонтальном плане

Вторая ступень «деградации» – когда по причине выхода из строя ДПЗ число дефектных КНИ достигает 35, но не создает более одного полностью неконтролируемого азимутального сектора. В случае одновременного выхода из строя выходных термпар в данном секторе теряется контроль таких явлений, как локальное увеличение энерговыделения, уменьшение расхода теплоносителя через кассеты данного сектора, застревание кластеров, размещенных в данном секторе и т.д.

Третья ступень «деградации» наступает, когда неконтролируемые зоны расширяется до размеров двух азимутальных секторов.

Четвертая ступень «деградации» наступает, когда неконтролируемая внутриреакторными датчиками часть активной зоны достигает половины.

Выход на номинальную мощность после перегрузки допускается только при наличии системы СВРК, обеспечивающей эффективный контроль всех участков активной зоны при наличии не менее 90% работоспособных КНИ. При выходе из строя двух комплектов ВМПО СВРК на время более 16 часов тепловая мощность должна быть снижена до 70 % $N_{\text{ном}}$. При выходе из строя аппаратуры СВРК и полной потере контроля состояния активной зоны по показаниям

внутриреакторных датчиков на время не более двух часов, следует сохранять стационарное состояние и уровень тепловой мощности активной зоны. При выходе из строя аппаратуры СВРК более двух часов, но не более 16 часов, следует снизиться до уровня 60 % $N_{\text{ном}}$. При выходе из строя аппаратуры СВРК на время более 16 часов, но не более двух суток, следует снизиться до уровня 30 % $N_{\text{ном}}$. При выходе из строя аппаратуры СВРК на время более двух суток РУ должна быть переведена в режим «горячий останов».

В случае второй ступени «деградации» системы нейтронного контроля необходимо снизить мощность РУ до 90 % $N_{\text{ном}}$. При этом периодически (не реже 1 раза в час) нужно анализировать состояние активной зоны по следующим параметрам:

- сигналам камер ИК;
- датчикам положения кластеров в неконтролируемом секторе;
- температуре теплоносителя в горячей нитке, наиболее близкой данному сектору петли;
- давлению в 1-м контуре.

При достижении третьей ступени «деградации» и сохранении 90 % температурных датчиков (термопар – ТП) при появлении каких-либо признаков переходного режима, либо при выходе из строя ТП в количестве более 10 %, но не менее 50 %, следует снизить мощность до уровня 70 % $N_{\text{ном}}$. При достижении четвертой ступени «деградации» и сохранении 90% ТП тепловую мощность следует снизить до 50 % $N_{\text{ном}}$. При выходе из строя более 50 % термопар, размещенных на выходе из топливных кассет, либо при достижении четвертой ступени деградации и выходе из строя ТП в количестве более 30 %, но не более 50 %, ЯЭУ нужно перевести в холодное состояние.

4.3.2. Программы расчетного сопровождения эксплуатации ЯЭУ с ВВЭР-1000

Основным штатным средством для расчетного сопровождения эксплуатации является программный комплекс КАСКАД, являющийся разработкой РНЦ КИ. Основными компонентами данного комплекса является редкосеточная программа расчета нейтронно-физических характеристик активной зоны реакторов ВВЭР БИПР-

7А и мелкосеточная программа расчета распределения энерговыделения и выгорания по твэлам ПЕРМАК. На других программах данного комплекса останавливаться в настоящем пособии не будем.

Помимо программного комплекса КАСКАД для расчетного сопровождения в качестве дополнительного средства и для решения различных задач ОЯБ, возникающих в ходе эксплуатации и выходящих за пределы возможности комплекса КАСКАД и при измерениях нейтронно-физических характеристик активной зоны на АЭС, используются другие программы и комплексы. К таким программам и комплексам следует, в первую очередь, отнести программу NOSTRA (разработка РНЦ КИ, МИФИ), программный комплекс РАДУГА (разработка Московский АЭП), программный комплекс ПРОСТОР (разработка ЭНИКО ТСО, МИФИ), программный комплекс РАСНАР+БИПР-8 (разработка РНЦ КИ и ОКБМ, Нижний Новгород) и т.д. Все названные программы и комплексы являются динамическими.

В настоящем разделе рассказано о назначении и функциональных возможностях программ расчетного сопровождения. Что касается устройства этих программ и вычислительных методах, на которых они основаны, то это не является целью настоящего пособия. Единственно на что обращено внимание, это недостатки в штатных программах расчетного сопровождения.

4.4. Программы БИПР-7А и ПЕРМАК

В программный комплекс КАСКАД входит несколько программ. Здесь мы остановимся подробно только на программах БИПР-7 и ПЕРМАК.

Программа БИПР-7 редкосеточная трёхмерная программа расчета нейтронно-физических характеристик активной зоны реактора ВВЭР. Данная программа является двухгрупповой (по энергетическим группам нейтронов), диффузионной программой с семью расчетными точками на одну ТВС в поперечном плане реактора. Семь точек путём аналитических выкладок сводится к одной точке на ТВС, относительно которых строится базовая система алгебраических уравнений. Программа использует библиотеки двухгрупповых нейтронно-физических констант, подготовленных по программе

ТВС-М. Программа БИПР-7 предназначена для расчета стационарных режимов и рассчитывает следующие величины:

- двумерное распределение относительной нейтронной мощности по ТВС активной зоны;
- двумерное распределение подогревов теплоносителя по ТВС активной зоны;
- трехмерное распределение температур воды;
- трехмерное распределение тепловой мощности;
- трехмерное относительное распределение потоков нейтронов для двух групп;
- трехмерное относительное распределение энерговыделения;
- трехмерное распределение энерговыработки;
- трехмерное распределение концентрации Хе;
- трехмерное распределение концентрации Sm;
- трехмерное распределение плотности пароводяной смеси;
- трехмерное распределение линейных нагрузок на твэл;
- интегральные и дифференциальные эффективности органов СУЗ;
- коэффициенты и эффекты реактивности;
- интегральная реактивность реактора;
- максимальная или минимальная (где это необходимо для анализа безопасности установки) выборка из вышеперечисленных полевых параметров;
- температуры, расходы и давления теплоносителя по петлям;
- эффективный коэффициент размножения и балансная реактивность;
- эффективный коэффициент размножения при извлечении наиболее «тяжелого» органа СУЗ из активной зоны (проверка на возникновение локальной критичности);
- величина ксенонового «разотравления»;
- аксиальный «оффсет» активной зоны;
- перечень параметров по спецификации системы ХОРТИЦА;
- величины отклонения параметров основных полей в активной зоне от значений, полученных усреднением по симметрично расположенным ТВС в секторах зоны в 60° .

К недостаткам программы БИПР-7 можно отнести следующие:

- ухудшение точности при расчете распределения нейтронных полей по активной зоне при больших градиентах нейтронных полей в плане реактора: данное явление возникает при расчете нейтронно-физических характеристик при застревании одного или нескольких ОР СУЗ в верхнем крайнем положении. В этом случае происходит существенное завышение эффективного коэффициента размножения (до 1-2 %). При больших градиентах нейтронного потока и больших коэффициентах KQ иногда происходит потеря численной устойчивости расчетной схемы. Современные нодальные коды (SKETCH, NEKST, HARD-NUT, БИПР-8 и др.) не имеют указанных недостатков;
- отсутствие по каналной теплогидравлической модели активной зоны с решением основных уравнений сохранения массы, энергии и импульса для теплоносителя с использованием современных корреляций и замыкающих соотношений для расчета коэффициентов сопротивления и теплоотдачи в обогреваемых каналах, отсутствие решения уравнения теплопроводности в твэле с учетом зависимости проводимости газового зазора от мощности и глубины выгорания;
- неучет эффекта влияния неполного перемешивания теплоносителя в нижней камере смешения, формирующий различные температуры теплоносителя на входе в ТВС, на неравномерность подогревов теплоносителя по кассетам в активной зоне;
- неучет различия в расходах теплоносителя через ТВС;
- неучет эффекта выгорания поглотителя в кластерах органов СУЗ;
- неучет спектрального эффекта выгорания топлива и его зависимости от реального графика нагрузок (необходимо для повышения точности прогнозирования длительности топливных загрузок и расчета пусковых значений концентрации борной кислоты);
- нарушение непрерывности дифференциальной характеристики ОР СУЗ по высоте реактора на торцевой границе между нодами;

- довольно высокая погрешность расчета температурного коэффициента реактивности на МКУ по сравнению с расчетом этого коэффициента с использованием альтернативной библиотеки нейтронно-физических констант (спектральная программа UNK).

Программа ПЕРМАК является потвэльной двумерной программой расчета нейтронно-физических характеристик активной зоны реактора ВВЭР. Данная программа является шестигрупповой (по энергетическим группам нейтронов), диффузионной программой с расчетными точками на каждый твэл и не топливный элемент внутри ТВС (СВП, ПЭЛ, трубка под ПЭЛ или ДПЗ) в поперечном плане реактора. Перенос нейтронов в окрестности ПЭЛ решается в кинетическом приближении. Программа использует библиотеки многогрупповых нейтронно-физических констант, подготовленных по программе ТВС-М. Граничными условиями для данной программы являются значения аксиальных баклингов (B_z) из программы БИПР-7, определяющие ток нейтронов через торцевые грани и влияющие на потвэльное распределение плотности нейтронов в каждом расчетном сечении по высоте активной зоны. Входными данными в программу ПЕРМАК являются также значения плотности и температуры воды для каждой ТВС и каждого высотного сечения из программы БИПР-7. Одним из результатов потвэльного расчета являются коэффициенты потвэльной неравномерности энерговыделения в каждой ТВС для всех высотных сечений, которые используются в модели «горячего канала» для расчетного обоснования теплотехнической надежности активной зоны в различных динамических кодах.

4.5. Динамические программные комплексы

Для расчета динамических режимов с нарушениями нормальной эксплуатации и аварийных режимов РУ с ВВЭР-1000 существуют различные коды, среди которых хотелось бы отметить следующие:

- программа расчета нейтронно-физических характеристик активной зоны при моделировании нестационарных ксеноновых процессов ИР, разработанная на базе программы БИПР-7 (РНЦ «Курчатовский институт »);

- динамическая программа расчета нестационарных процессов в активной зоне на базе алгоритмов программы БИПР-7 в модели нейтронной кинетики и нестационарной теплогидравлической модели активной зоны NOSTRA. Программа использует ту же библиотеку нейтронно-физических констант, что и программа БИПР-7;
- динамический программный комплекс РАДУГА (АЭП) для расчета параметров РУ с учетом пространственной кинетики в активной зоне с использованием альтернативной библиотеки нейтронно-физических констант на базе программы САПФИР (НИТИ, РНЦ «Курчатовский институт»);
- динамический программный комплекс ТИГР на основе пространственно-кинетической программы БИПР-8 и комплексной теплогидравлической модели РУ РАСНАР (ОКБМ г. Нижний Новгород, РНЦ «Курчатовский институт»);
- динамический программный комплекс БАГИРА для расчета нестационарных процессов и теплогидравлических параметров РУ с реактором ВВЭР (ВНИИАЭС);
- динамическая программа расчета нестационарных теплогидравлических характеристик 1-го контура ДИНАМИКА без моделирования течей в 1-м контуре (ОКБ «Гидропресс»);
- динамическая программа ТЕЧЬ-М для расчета аварийных режимов с малыми течами в 1-м контуре (ОКБ «Гидропресс»);
- динамическая программа ТРАП для расчета больших течей в 1-м контуре, включая течь с двойным разрывом трубопровода ГЦК (ОКБ «Гидропресс»);
- динамический программный комплекс ПРОСТОР (ЭНИКО ТСО) для расчета нестационарных процессов в РУ с реактором ВВЭР-1000, включая нестационарный двухгрупповый нодальный код HARD-NUT (ЭНИКО ТСО) для трехмерного расчета нейтронно-физических характеристик активной зоны с альтернативной библиотекой нейтронно-физических констант, подготовленной на базе спектральных программ ГЕТЕРА (ВНИИАЭС, МИФИ) и UNK (РНЦ «Курчатовский институт»).

Контрольные вопросы

1. Какой «вес» групп ОР СУЗ, расположенных в центральной части активной зоны, будет больше: зарегистрированный по БИК или истинный, определяемый по балансу нейтронов во всем объеме активной зоны? Дать объяснение данному явлению.

2. Какой «вес» групп ОР СУЗ, расположенных в периферийной части активной зоны, будет больше: зарегистрированный по БИК или истинный, определяемый по балансу нейтронов во всем объеме активной зоны? Дать объяснение данному явлению.

3. Какой «вес АЗ» больше: зарегистрированный по БИК или истинный, определяемый по балансу нейтронов во всем объеме активной зоны? Дать объяснение данному явлению.

4. Какой «вес» одного ОР СУЗ, расположенного напротив БИК, при его добросе во время измерений «веса АЗ» больше: зарегистрированный по БИК или истинный, определяемый по балансу нейтронов во всем объеме активной зоны? Дать объяснение данному явлению.

5. Какой «вес» одного ОР СУЗ, азимутально удаленного от БИК, при его добросе во время измерений «веса АЗ» больше: зарегистрированный по БИК или истинный, определяемый по балансу нейтронов во всем объеме активной зоны? Дать объяснение данному явлению.

6. Какой «вес» ОР СУЗ в центральной части зоны при его добросе во время измерений «веса АЗ» больше: зарегистрированный по БИК или истинный, определяемый по балансу нейтронов во всем объеме активной зоны? Дать объяснение данному явлению.

7. Температурный коэффициент реактивности на МКУ для 1-й кампании 3-го блока Калининской АЭС меньше температурного коэффициента реактивности для 2-й кампании. Почему?

8. Каким образом от измерений токов в ДПЗ переходят к величине энерговыделения в месте расположения нейтронного датчика и как переходят к величине энерговыделения, среднего по сечению ТВС?

9. В чем суть метода восстановления энерговыделения во всем объеме активной зоны по значениям энерговыделения в местах расположения ДПХ?

10. Расскажите о методологии расчета потвзельного распределения энерговыделения в объёме активной зоны по двумерной программе ПЕРМАК. Какие результаты расчета по программе ПЕРМАК необходимы для системы ХОРТИЦА с целью расчета основных параметров безопасности?

11. Что такое реактор EPR-1000?

Темы практических занятий на МФА РУ

- Провести градуировку 10-й и 9-й групп стержней СУЗ для 3-го блока Калининской АЭС для 1-й, 2-й, 3-й и 4-й топливных загрузок на МКУ в начале кампании, моделируя измерения на АЭС. Провести расчет эффективности тех же групп в статике и провести их сравнение с динамическими результатами. Дать объяснение изменению разницы между статическим и динамическим весами групп ОР СУЗ между указанными кампаниями.
- Провести градуировку 10-й и 9-й групп стержней СУЗ для 3-го блока Калининской АЭС для 1-й, 2-й, 3-й и 4-й топливных загрузок на МКУ в конце кампании, моделируя измерения на АЭС. Провести расчет эффективности тех же групп в статике и провести их сравнение с динамическими результатами. Дать объяснение изменению разницы между статическим и динамическим весами групп ОР СУЗ между указанными кампаниями и моментами кампании.
- Выбрать наиболее ценный ОР СУЗ (имеющий максимальный «вес») для 1-й, 2-й, 3-й, и 4-й кампаний 3-го блока Калининской АЭС в их начале на МКУ. Затем выбрать следующий по ценности ОР СУЗ для тех же кампаний. Выбор проводится на основе статических расчетов путем перебора всех стержней. После выбора пары ценных ОР СУЗ для каждой их указанных кампаний определить «вес АЗ» при застревании поочередно каждого ОР из выбранных пар, моделируя измерения веса АЗ на АЭС. Сравнить с результатами статических расчетов.
- Провести измерения «веса АЗ» на МКУ в начале и конце кампаний для четырех кампаний 3-го блока Калининской АЭС в статике и динамике. Сравнить измеренные веса в

начале и в конце, как динамические, так и статические и дать объяснение имеющейся разнице.

- Определить коэффициенты реактивности на МКУ для 1-й кампании 2-го и 3-го блоков Калининской АЭС и 1-го блока Ростовской АЭС и дать объяснение получившейся разнице. Исследования проводятся в статике.
- Провести исследования для 22 и 23 кампаний 1-го блока Калининской АЭС на предмет возможности использования максимального обогащения топлива из имеющихся в библиотеке нейтронных сечений МФА при его загрузке в зону вместо реально загруженного свежего топлива. Проверить не превышение или превышение уставок по линейным нагрузкам на твэл в местах расположения ДПЗ, подключив модель «горячего» канала. Если уставки превышены можно ли с помощью перемещения управляющих групп ОР СУЗ (10,9, диапазон перемещения 90%-70% извлечения из зоны) обеспечить не превышение уставок. Когда по времени группы ОР СУЗ можно вернуть в оптимальное положение (9–100 %, 10–90 %).
- Провести исследования для 22-й и 23-й кампаний 1-го блока Калининской АЭС при падении одного из стержней СУЗ в 10-й группе. Какие действия необходимы провести для выполнения требований по полевым уставкам в активной зоне? Уменьшить мощность и на сколько? Использовать движение других ОР СУЗ и как?

Список рекомендованной литературы

1. Основные принципы безопасности атомных электростанций: Доклад Международной консультативной группы по ядерной безопасности. №75-INSAG-3. МАГАТЭ. Вена, 1989.

2. Культура безопасности: Доклад Международной консультативной группы по ядерной безопасности. №75-INSAG-4. МАГАТЭ. Вена, 1991.

3. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97). ПНАЭ Г-1-011-89. М.: Госатомнадзор России, 1998.

4. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций (ПБЯ РУ АС-89) ПН АЭ Г-1-024-90.

5. Резепов В.К., Денисов В.П., Кирилук Н.А., Драгунов Ю.Г., Рыжов С.Б.. Реакторы ВВЭР-1000 для атомных электростанций. Сборник «Создание реакторных установок ВВЭР для АЭС» . ОКБ «Гидропресс», ИКЦ «Академкнига» 2004.

6. Шмелёв В.Д., Драгунов Ю.Г., Денисов В.П., Васильченко И.Н. Активные зоны ВВЭР для атомных электростанций. Сборник «Создание реакторных установок ВВЭР для АЭС» . ОКБ «Гидропресс», ИКЦ «Академкнига» 2004.

7. Горохов А.К., Драгунов Ю.Г., Лунин Г.Л., Новиков А.Н., Цофин В.И., Ананьев Ю.А. Обоснование нейтронно-физических и радиационной частей проектов ВВЭР. Сборник «Создание реакторных установок ВВЭР для АЭС» . ОКБ «Гидропресс», ИКЦ «Академкнига» 2004.

8. Логвинов С.А., Безруков Ю.А., Драгунов Ю.Г. Экспериментальное обоснование тепло-гидравлической надежности реакторов ВВЭР. Сборник «Создание реакторных установок ВВЭР для АЭС» . ОКБ «Гидропресс», ИКЦ «Академкнига» 2004.

9. Спасков В.П. и др. Расчетное обоснование тепло-гидравлических характеристик реактора и РУ ВВЭР. Сборник «Создание реакторных установок ВВЭР для АЭС» . ОКБ «Гидропресс», ИКЦ «Академкнига» 2004.

10. Афров А.М., Андрушечко С.А, Украинцев В.Ф., Васильев Б.Ю., Косоуров К.Б., Семченков Ю.М. и др. ВВЭР-1000: Физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность. Москва-Логос.2006.

11. Букринский А.М. Аварийные переходные процессы на АЭС с ВВЭР. Москва. Энергоиздат. 1982.

12. Овчинников Ф.Я., Голубев Л.И., Добрынин В.Д. и др. Эксплуатационные режимы водо-водяных энергетических реакторов. М.: Атомиздат, 1979.

13. Выговский С.Б., Рябов Н.О., Семенов А.А., Чернов Е.В., Богачек Л.Н. Учебное пособие «Физические и конструкционные особенности ЯЭУ с ВВЭР». М.: НИЯУ МИФИ, 2011. ISBN 978-5 7262-1458- 0.

14. Выговский С.Б., Давиденко Н.Н., Наумов В.И., Рябов Н.О., Харитонов В.С., Чернаков В.А.. Под редакцией Давиденко Н.Н. Учебное пособие «Безопасность при эксплуатации атомных станций». М., МИФИ, 2007. ISBN 978-5-7262-0819-0.

15. Букринский А.М.и др. Комментарии к ОПБ-88. Обнинск: ЦИПК, 1991.АЭС-89.

16. Закон РФ «Об использовании атомной энергии». №170-ФЗ. 21.11.1995.

17. Instrumentation and Control Systems Important to Safety in Nuclear Power Plants , Safety guide, Safety standards series No. NS-G-1.3 , IAEA, VIENNA, 2002.

18. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций. НП-031-01 // Вестник Госатомнадзора России. 2001. № 6.

19. Безопасность атомных станций: Справочник. М.: Росэнергоатом, 1994.

20. Андрушечко С.А. Расширение функций информационной поддержки оператора блочного щита управления за счет внедрения систем представления параметров безопасности // Изв. вузов. Ядерная энергетика. 2004. №4.

21. Бать Г.А., Барталомей Г.Г. Основы теории и методы расчета ядерных реакторов . М.: Энергоатомиздат, 1989.

22. Батурин Д.М., Выговский С.Б. Учет спектральной истории выгорания при подготовке нейтронно-физических констант ТВС ВВЭР-1000–Атомная энергия, 2001, т 90, вып. 4, С256-260.

23. Альбом. Нейтронно-физические характеристики 16-ой топливной загрузки 2-го блока Калининской АЭС. Калининская АЭС.2005.

24. S. Vigovsky, V. Strashnych, L. Bogachek, V. Bay. Russia. The utilization of program complex PROSTOR in the investigations concerning the applicability of coolant natural circulation regime with the expanded parameters scale of NPP with VVER-1000 providing violation of normal operation regimes. International Conference on Fifty Years Nuclear Power – the Next Fifty Years, 27 June – 2 July 2004, Obninsk, Russian Federation.

25. Кириллов П.Л., Богословская Г.П. Тепломассобмен в ядерных энергетических установках. М.:Энергоатомиздат, 2000.

26. Экспериментальное определение нейтронно-физических характеристик активной зоны реактора ВВЭР-1000 в процессе эксплуатации. Установка реакторная В-320. Программы и методики. РД ЭО 0150-99. Министерство РФ по атомной энергии. Концерн «РОСЭНЕРГОАТОМ». М: 1999.

27. Методики расчета коэффициентов и эффектов реактивности по результатам измерений на действующих энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000. 320.УС.НФХ.МР-99. РД ЭО 0151-99. Установка реакторнаяВ-320. Мини-

стерство РФ по атомной энергии. Концерн «РОСЭНЕРГОАТОМ». МОСКВА. 1999г.

28. Dr. S. Vigovsky. Lectures and computer exercises on theme: «Structure and functional intent of nuclear steam supply system at NPP with VVER-1000. Distinctive features of VVER reactors.VVER-1000 Operation Issues». Workshop On Advanced Nuclear Power Plant Simulation. The Abdus Salam International Centre for Theoretical Physics. 29 October – 9 November 2001. Miramare – Trieste, Italy.

29. Благовещенский А.Я.и др. «Возможность эксплуатации реактора ВВЭР-1000 на энергетических уровнях мощности в режимах с потерей принудительной циркуляции теплоносителя». Доклад на 14-й конференции Ядерного общества России по теме: Научное обеспечение безопасного использования ядерных энергетических технологий. г.Удомля, 30июня-4июля 2003года.

30. Выговский С.Б. и др. Опыт использования программного комплекса ПРОСТОР в расчетной поддержке эксплуатации Калининской АЭС и перспективы его дальнейшего применения на АЭС с ВВЭР-1000. Доклад на 14-й конференции Ядерного общества России по теме: Научное обеспечение безопасного использования ядерных энергетических технологий. г.Удомля, 30 июня-4 июля 2003 года.

31. Техническое обоснование безопасности АЭС. Калининская АЭС, Энергоблок №3,. Книга 5, Нижегородский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт АТОМЭНЕРГОПРОЕКТ, Инв. А – 53662 (изм.1,2). 2001.

32. Нейтронно-физические характеристики активной зоны серийного реактора ВВЭР-1000 при работе на номинальной мощности с нештатным положением ОР СУЗ. Трехлетний топливный цикл. Отчет о НИР (промежуточный). ВНИИАЭС НПО "Энергия", N ОЭ-2998/91-М., 1991.

33. Анализ и расчетное обоснование требований к минимально допустимой эффективности аварийной защиты и эффективности рабочей группы ОР СУЗ реакторов В-1000 в переходных и аварийных режимах. ВНИИАЭС НПО "Энергия", N201112171, 1991.

34. Установка реакторная В-320. Расчет теплогидравлический. Нарушение нормальных условий эксплуатации. Основные режимы. 320.00.00.00.000 РР02.3, ГКАЭ ОКБ "Гидропресс", 1979.

35. Установка реакторная В-320. Расчет теплогидравлический. Аварийные ситуации с разрывом трубопроводов II контура. 320.00.00.00.000 РР02.8, ГКАЭ ОКБ "Гидропресс", 1979.

36. Комплекс программ тепло-гидравлических расчетов нестационарных режимов. Методика расчета коэффициентов теплоотдачи и гидравлического сопротивления, Альфа, Б-608, ГКАЭ ОКБ "Гидропресс", 1984.

37. Программа для ЭВМ БЭСМ-6. Расчет параметров 1 контура при разрывах трубопроводов "ТЕЧЬ-М-4", ГКАЭ ОКБ "Гидропресс", 1984.

38. Комплекс программ теплогидравлических расчетов нестационарных режимов. Методика расчета параметров 1 контура при аварийных разрывах в условиях повторного залива активной зоны ЗАЛИВ-П, Б-606, ГКАЭ ОКБ "Гидропресс", 1983.

39. Повышение надежности реакторной установки В-320. Расчет теплогидравлический. Анализ влияния попадания азота в реактор. 320.100.00.00.000 РР02.1, ГКАЭ ОКБ "Гидропресс", 1986.

40. Установка реакторная В-320. Расчет теплогидравлический. Расчет температурного поля твэлов с определением масштаба разгерметизации. 320.00.00.00.000 РР02.13, ГКАЭ ОКБ "Гидропресс", 1986.

41. Система внутриреакторного контроля (СВРК), Калининская АЭС, Блок № 3, РУ В-320. Руководство сопровождающего физика. РНЦ «КИ».2004 г.

42. Подготовка верификационного отчета, необходимого для аттестации программы ПЕРМАК-3D, с учетом дополнительных данных и передача программы на аттестацию. Отчет РНЦ "Курчатовский институт", инв. № 32/1-74-406, 2006.

43. Выговский С.Б., Зимин В.Г., Семенов А.А., Страшных В.П., Чернов Е.В. и др. Приложение к аттестационному паспорту №182 от 28.10.2004 г. Программный комплекс ПРОСТОР (версия 1).

44. Цибульский В.Ф., Давиденко В.Д. Программный комплекс UNK для детального расчета спектра нейтронов в ядерных реакторах. Отчет ИЯР/РНЦ <КИ>. Инв.№35-410-4/81 от 18.05.2001. Москва.

45. Кавун О.Ю., Мальцев М.Б., Никитин А.Ю., Таранов Г.С., Умрихин А.Ю. Программный комплекс для моделирования динамических режимов установок с реакторами водо-водяного типа «РАДУГА» Тезисы доклада на семинаре «Теплофизика-90». г. Обнинск, 1990, С.128-134.

46. Аттестационный паспорт программного средства NOSTRA, НТЦ ГАН РВ, 2003.

47. Лисенков Е.А, Безруков Ю.А., Ульяновский В.Н., Садий Л.А., Ульяновский Д.В., Зайцев Д.В., Сергеев С.Г., Быков М.А., Зайцев С.И. и др. «Исследование перемешивания теплоносителя в опускной камере реактора» // Вопросы атомной науки и техники, вып. 23, 2008.

48. Королев С.А., Выговский С.Б., Чернов Е.В., Аулов Ю.Э. Учебно-исследовательские лаборатории по системам управления и безопасной эксплуатации АЭС с ВВЭР. // М.: Ядерные измерительно-информационные технологии. № 2 (42). 2012. С 76-85.

49. Выговский С.Б., Королев С.А., Чернов Е.В. Учебная лаборатория на базе многофункционального анализатора реакторной установки АЭС с ВВЭР. // Вестник НИЯУ МИФИ. 2012. Том 1. № 1. С. 104–110.

50. Чернов Е.В., Выговский С.Б., Макадун Д.И., Ямный В.Е. Применение компьютерных тренажеров в подготовке специалистов для ядерной энергетики. // Журнал «Энергетическая стратегия» № 5 (17) сентябрь-октябрь 2010, с. 58-60, Минск, Белоруссия.

51. Чернов Е.В., Выговский С.Б. Применение компьютерного тренажера РУ с ВВЭР-1000 для подготовки специалистов в высшей школе // Наука - образованию, производству, экономике: материалы восьмой международной научно-технической конференции. В 4-х т. Т. 1 / БНТУ. – Минск, 2010.

52. Чернов Е.В., Зимин В.Г., Выговский С.Б. и др. Расчетный анализ экспериментов по определению эффективности групп органов СУЗ на реакторе ВВЭР-1000 по ПК «ПРОСТОР». // Труды научной сессии НИЯУ МИФИ - 2010, Том 1 «Физико-технические проблемы ядерной энергетики», с. 8 – 11. – М.: НИЯУ МИФИ, 2010.

53. Выговский С.Б., Зимин В.Г., Чернов Е.В., Зизин М.Н., Давиденко В.Д., Цибульский В.Ф. Расчетный анализ экспериментов на реакторе ВВЭР-1000, 1-ая кампания 3-го блока Калининской АЭС. Часть 2: Эффективность органов СУЗ. // Сборник трудов 19-го семинара «Нейтронно-физические проблемы атомной энергетики» Нейтроника-2008. Обнинск, 28-31 октября 2008 .

54. Chernov E. Application of WVER-1000 Reactor Department Multi-Functional Analyzer (MFA-RD) for Education and Research. // Proc. of the IAEA Technical Meeting to “Promote the Awareness and the Use of Nuclear Facilities and Related Simulators as Effective Tools for Education and Research and for Capacity Building”, Gesellschaft für Simulatorschulung gmbH (simulator training company), Essen, Germany, May 23 –25, 2011. 46 p.

55. Chernov E. Application of WVER-1000 Reactor Department Simulator for Education and Preserving Knowledge Purposes. // Proc. of the IAEA Technical Meeting “On the Use of Nuclear Facilities and Simulators as Effective Tools for Education and Preserving Knowledge”, Nuclear Training Centre of Jozef Stefan Institute, Ljubljana, Slovenia, June 21 – 24 2010. 59 p.

56. Выговский С.Б., Чернов Е.В. Безопасность и инженерная поддержка эксплуатации современных АЭС с ВВЭР. // Материалы Политехнического слушания (ежемесячного семинара), Государственный инженерный университет Армении (Политехник), ГИУА, Ереван, Армения, 4 июня 2012. Четыре части. 195 с.

57. Chernov E. Fundamentals of Russian-type Pressurized Water Reactor with VVER-1000 PC-based Simulator. Part 1. VVER-1000 Reactor Fundamentals. // Proc. of the IAEA Interregional Training Course on Operating Fundamentals of Pressurized Water Reactors with PC-Based Simulators. Nuclear Training & Education Center, Korea Atomic Energy Research Institute, Daejeon, Republic of Korea, 3-7 June 2013. 141 p.

58. Chernov E. Fundamentals of Russian-type Pressurized Water Reactor with VVER-1000 PC-based Simulator. Part 2. VVER-1000 PC-based Simulator. // *Proc. of the IAEA Interregional Training Course on Operating Fundamentals of Pressurized Water Reactors with PC-Based Simulators. Nuclear Training & Education Center, Korea Atomic Energy Research Institute, Daejeon, Republic of Korea, 3-7 June 2013. 116 p.*

Выговский Сергей Борисович
Рябов Николай Олегович
Чернов Евгений Владимирович

**БЕЗОПАСНОСТЬ
И ЗАДАЧИ ИНЖЕНЕРНОЙ ПОДДЕРЖКИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ЯДЕРНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
УСТАНОВОК С ВВЭР**

Учебное пособие

Редактор Е.К. Коцарева
Оригинал-макет изготовлен С.В. Тягиной

Подписано в печать 15.11.2012. Формат 60x84 1/16
Печ.л.19,0. Уч.-изд.л. 19,0. Тираж 300 экз.
Изд. № 56/1. Заказ № 3.

Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ».
115409, Москва, Каширское ш.,31

Типография ООО «Полиграфический комплекс «Курчатовский».
114000, Московская область, г. Электросталь, ул. Красная, д.42

